

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС
(по состоянию на 01.07.2020 г.)**

Отчет по ЗН №24-20 от 20.05.2020 г.

**ТОМ 2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ
СРЕДУ (ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)**

Заместитель директора по
производству
Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»
«КазНИПИмунайгаз»



[Handwritten signature]
О. Сарбопеев

г. Актау, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы
экологического проектирования



Э. Хаманова

Ответственный исполнитель:
Ведущий инженер службы
экологического проектирования



Т. Спицина

Инженер службы
экологического проектирования



К. Озернова

Инженер службы информационного
обеспечения



А. Еремян

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	14
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ 17	17
2.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	17
2.1.1 <i>Общие сведения о предприятии.....</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.2 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	19
2.2.1 <i>Метеорологические условия, определяющие особо неблагоприятные погодные условия для рассеивания загрязняющих веществ.</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.3 СЕЙСМОТЕКТОНИКА И СЕЙСМИЧНОСТЬ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
2.4 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	22
2.5 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
2.6. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВ ТЕРРИТОРИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	22
2.7 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАСТИТЕЛЬНОСТИ.....	35
2.7.1. <i>Общая характеристика растительного покрова Прикаспия ...</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.7.2. <i>Характеристика территории, прилегающей к месторождению Каражанбас</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.7.3. <i>Особо охраняемые, редкие и исчезающие виды растений</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.8 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЖИВОТНОГО МИРА.....	37
2.8.1 <i>Современное состояние животного мира на рассматриваемой территории ...</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.8.2 <i>Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана.....</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.8.3 <i>Устойчивость животного мира к антропогенным (техногенным) воздействиям.....</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.8.4 <i>Состояние животного мира на рассматриваемой территории</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
2.9 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА.....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
2.10 СОСТОЯНИЕ РАДИАЦИОННОГО ГАММА-ФОНА	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА	45
3.1 СОЦИАЛЬНО - ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ	45
<i>Грузооборот.....</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
<i>Сельское хозяйство</i>	<i>Ошибка! Закладка не определена.</i>
3.2 ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ И ПАМЯТНИКИ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ	45
4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	45
4.1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	55
4.1.1 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС	56
4.1.2 Площадка ЦППН.....	61
4.1.3 КОМПРЕССОРНЫЙ ЦЕХ.....	62
4.1.4. ГАЗОПРОВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС	63
4.1.5 СИСТЕМА ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС	64
4.1.6 ОТДЕЛ КАПИТАЛЬНОГО И ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА СКВАЖИН	64
4.1.7 ВАХТОВЫЙ ГОРОДОК КАРАЖАНБАС.....	65



4.2 Цели и задачи проектируемых работ	68
4.2.1 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	68
4.2.2 Технологические показатели вариантов разработки.....	69
4.3 Экономические показатели вариантов разработки.....	72
4.4 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	74
4.5 Техника и технология добычи нефти и газа	76
4.5.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	76
4.5.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....	81
4.5.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	85
4.5.3 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	89
4.5.4 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	91
4.5.5 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	93
4.5.6 Техника и технология добычи природного газа	94
4.6 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин.....	97
4.6.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	97
4.6.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	100
4.7 Контроль за разработкой нефтяных и газовых пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования	102
5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	103
5.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме.....	103
5.1.1. <i>Определение факторов воздействия</i>	103
5.1.2. <i>Виды воздействий</i>	104
5.1.3. <i>Методика оценки воздействия на окружающую среду</i>	107
6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	110
6.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха	110
6.2. Характеристика планируемых работ как источника загрязнения атмосферы	111
6.3. Обоснование данных о выбросах вредных веществ в атмосферу.....	113
6.4 Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	117
6.5 Анализ результатов расчетов выбросов ЗВ	142
6.6 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	147
6.7 Обоснование размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ).....	149
6.8 Организация контроля за выбросами.....	149
6.9 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	151
6.10 Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу	152
6.11 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	154
6.12 Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению.....	157
6.13 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух	160
7. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	162
7.1 Водопотребление и водоотведение при намечаемой деятельности	164
7.1.1 <i>ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ</i>	164
7.1.2 <i>РАСЧЕТ НОРМ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ</i>	164
7.1.3 <i>ВОДООТВЕДЕНИЕ</i>	170
7.2 Характеристика объекта по воздействию на водные объекты.....	171



7.3	КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	172
7.4	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	177
8.	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР. РЕКУЛЬТИВАЦИЯ.	178
8.1	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ	178
8.2	МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ	182
8.3	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	184
8.4	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	185
8.5	ФАКТОРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	186
8.6	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА И ЖИВОТНОГО МИРА	188
8.7	РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ	190
9.	УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ.....	192
9.1	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБРАЗУЮЩИХСЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	192
9.2	КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ И КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ С ОТХОДАМИ.....	194
9.3	ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ (ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ) РАСЧЕТЫ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН	194
9.4	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ.....	203
9.5	ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ	204
9.5.1	<i>АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....</i>	<i>205</i>
9.5.2	<i>СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ</i>	<i>206</i>
9.5.3	<i>ПРОБЛЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ В СФЕРЕ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ</i>	<i>206</i>
9.5.4	<i>ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОГРАММЫ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ.....</i>	<i>209</i>
9.5.5	<i>ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ.....</i>	<i>210</i>
9.5.6	<i>НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИСТОЧНИКИ ИХ ФИНАНСИРОВАНИЯ.....</i>	<i>210</i>
9.5.7	<i>План мероприятий по реализации ПУО</i>	<i>210</i>
9.6	МЕРОПРИЯТИЯ ПО МИНИМИЗАЦИИ ОБЪЕМОВ И СНИЖЕНИЮ ТОКСИЧНОСТИ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	210
9.7	РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ В ЧАСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ	215
10.	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	216
10.1	ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА).....	216
10.1.1	<i>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА) ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ.....</i>	<i>217</i>
10.2	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА)	219
10.3	ПРИРОДООХРАННЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА)	220
10.4	ОХРАНА НЕДР	220
11.	ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	226
11.1	ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ.....	226
11.2	ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	227
11.3	ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	228
11.4	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ЗДОРОВЬЯ, ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	228
12.	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ.....	232
12.1	ВИДЫ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, ИХ ПРИЧИНЫ И МЕРЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ	236
12.2	ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ АВАРИИ	239
12.3	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ	239
13.	РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	242
13.1	ОЦЕНКА РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ В РАЙОНЕ ВЕДЕНИЯ РАБОТ	242
13.2	ТИПЫ РАДИАЦИОННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ	244



13.3	ОЦЕНКА РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ	245
13.4	Мероприятия по радиационной безопасности	247
13.5	Рекомендации по снижению радиационного риска	248
13.6	Радиационное воздействие	249
14.	ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ШУМ. ВИБРАЦИЯ. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВОЛНЫ	250
15.	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....	253
15.1	Мониторинг атмосферного воздуха	255
15.2	Мониторинг качества водных ресурсов	257
15.3	Мониторинг почвенного покрова	260
15.4	Мониторинг растительности и животного мира	261
15.5	Радиационный мониторинг	263
15.6	Мониторинг в период аварийных ситуаций	263
16.	ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	265
17.	КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	271
18.	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ	272
19.	РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.....	278
20.	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И СОСТАВУ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ КОМПЛЕКСНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ И ИССЛЕДОВАНИЙ	281
21.	ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.	
21.1	Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
21.2	Расчет платы за размещение отходов производства и потребления .	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
21.3	Расчет платы за сброс сточных вод	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
	ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ	283
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	290
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПО РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ	292
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ	293
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ.....	294
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ	295
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2014 Г.	297



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1- Географические координаты лицензионного участка	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.2- Географические координаты угловых точек месторождения Каражанбас	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.3- Помесячная температура по метеостанции Актау и Бейнеу	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.4- Максимальные скорости ветра, м/с.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.5 - Средняя, месячная скорость ветра, м/с.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.6 - Средняя многолетняя повторяемость направлений ветра по 8 румбам	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.7 - Средняя многолетняя повторяемость направлений ветра по 8 румбам	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.8- Среднее количество осадков (по месяцам), мм.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.9 - Продолжительность безморозного периода.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.10 - Средняя декадная высота снежного покрова (см)	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.11 - Среднемесячные и годовые величины влажности ...	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.12. – Средние месячные и годовая величина радиационного баланса (ккал/см ²).....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.13 – Среднее число дней с пыльной бурей	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.14 – Грозы по м/станции Бейнеу	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.15 – Среднее и наибольшее число дней с туманами по м/станции Бейнеу	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.16-Метеорологические характеристики коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере..	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.17- Редкие и исчезающие виды растений окружающей территории	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 2.18- Характер пребывания некоторых видов редких птиц, встречающихся в районе проектируемого объекта и прилежащих территориях.....	43
Таблица 2.19 – Результаты измерений концентрации загрязняющих веществ	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.1 - Мониторинг основных социально-экономических показателей	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.2 - Мониторинг основных социально-экономических показателей	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.1 – Ввод новых скважин по вариантам разработки	69
Таблица 4.2 - Характеристика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению Каражанбас. Вариант 3 рекомендуемый	70
Таблица 4.3 - Характеристика фонда скважин в целом по месторождению Каражанбас. Вариант 3 рекомендуемый.....	71
Таблица 4.4– Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам.....	72
Таблица 4.5– Интегральные экономические показатели за рентабельный период	74
Таблица 4.6– Фонд скважин месторождения Каражанбас по состоянию на 01.11.2020 г.	76
Таблица 4.7– Химический состав вод месторождений Толкын и Каражанбас.....	83



Таблица 4.8– Результаты лабораторных исследований сточных вод месторождений Каражанбас, Толкын и устье скважины 11 м. Каражанбас	83
Таблица 4.9– Характеристика рабочей среды по десятибалльной шкале коррозионных условий для металлов.....	84
Таблица 4.10– Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промышленного сбора нефти	85
Таблица 4.11– Расход газа на собственные нужды для работы печей и котлов на месторождении Каражанбас	90
Таблица 4.12– Обобщенный баланс попутного и природного газа в целом по месторождению Каражанбас за 2021 год	91
Таблица 4.13– Фонд и технологические режимы нагнетательных скважин	92
Таблица 4.14– Требования, предъявляемые к воле, закачиваемой в пласт	93
Таблица 4.15– Конструкция скважин.....	98
Таблица 5.1 - Факторы воздействия на окружающую среду	104
Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий	108
Таблица 5.3 - Ранжирование критериев по экологической значимости	109
Таблица 6.1 - Ввод новых скважин по вариантам разработки Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас по вариантам №2 и №3 (на 2024 год) .	118
Таблица 6.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас по вариантам №2 и №3 (на 2025 год)	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.4 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас по варианту 3 (на 2026 год)	126
Таблица 6.5 - Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-й скважины	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.6 - Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от стационарных источников в 2024, 2025 годах при реализации рекомендуемого варианта №3.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.7 - Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от стационарных источников в 2026 году при реализации варианта №3	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 6.8- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе	147
Таблица 6.9- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы	148
Таблица 6.10 - Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух	161
Таблица 7.1- Баланс водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 7.2- Общее водопотребление при строительстве скважин по годам .. Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 7.7 - Предварительная оценка воздействия на поверхностные воды Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 7.8 - Предварительная оценка воздействия на подземные воды.....	177
Таблица 8.1 - Предварительная оценка воздействия на почвы.....	184
Таблица 8.2 - Предварительная оценка воздействия на растительность	186
Таблица 8.3 - Предварительная оценка воздействия на животный мир	188
Таблица 9.1 - Характеристика отходов производства и потребления	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 9.2 - Конструкция скважины	Ошибка! Закладка не определена.



Таблица 9.3 - Данные для расчета объемов образования отходов бурения.....	Ошибка!
Закладка не определена.	
Таблица 9.4 – Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве 1-ой скважины.....	202
Таблица 9.5 - Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве скважин по вариантам №2 и №3	202
Таблица 9.13 - Предварительная оценка воздействия отходов на окружающую среду	204
Таблица 9.14 – Ожидаемые результаты образования отходов	210
Таблица 9.15 - План мероприятий по реализации программы управления отходами	213
Таблица 10.1 - Предварительная оценка воздействия на недра	220
Таблица 12.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»	233
Таблица 12.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций	233
Таблица 13.1- Критерии оценки радиационного состояния окружающей среды.....	242
Таблица 14.1 Допустимые уровни МП	251
Таблица 14.2 Размеры охранных зон для ЛЭП.....	251
Таблица 14.3 - Предварительная оценка физического воздействия	252
Таблица 17.1 Матрица прогнозируемого воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Каражанбас	271
Таблица 18.1 Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия	272
Таблица 18.2 Градации воздействия на социально-экономическую среду.....	272
Таблица 18.3 Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	273
Таблица 18.4 - Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду по вариантам №№2, 3	274
Таблица 18.5 - Матрица социально - экономического риска	277
Таблица 20.1 Сведения о лабораториях	281
Таблица 21.1- Плата за выбросы загрязняющих веществ при строительстве скважин по 3 рекомендуемому варианту.....	Ошибка! Закладка не определена.



СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1- Обзорная карта района расположения месторождения Каражанбас..	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.2 - Среднегодовая роза ветров, %	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.3- Климатическая карта	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.4- Карта суммарной радиации	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.5 – Карта метеорологических условий, определяющих перенос и рассеивание примесей в атмосфере (по данным ГГО им. Воейкова).....	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.6 - Почвенная карта Мангистауской области	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.7 – Карта-схема растительности полуострова	37
Рисунок (фото) 2.8 – Цветущая степная полынь	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок (фото) 2.9 – Солянка степная	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок (фото) 2.10 – Бьюргун	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок (фото) 2.11 – Галофитные кустарнички	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 2.12– Карта-схема животного мира	43
Рисунок 2.13 - Основные миграционные пути птиц, тюленей, сайги	44
Рисунок 3.1 – Карта особо охраняемых природных территорий	52
Рисунок 3.2 – Карта расположения памятников истории и культуры.....	54
Рисунок 4.1- Текущая система промыслового сбора продукции скважин на месторождении Каражанбас.....	58
Рисунок 4.2- Принципиальная технологическая схема замера добытой продукции на ЗУ	59
Рисунок 4.3- Технологическая схема сбора и транспортировки нефтегазовой смеси на ГУ	60
Рисунок 4.4– Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн.....	73
Рисунок 4.5– Объем накопленной добычи газа по вариантам за проектный срок, млн.м ³	73
Рисунок 4.6 – Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) на месторождении Каражанбас	88
Рисунок 15.1 – Карта-схема расположения точек мониторинга почв на месторождении Каражанбас	Ошибка! Закладка не определена.



ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Каражанбас» выполнена в соответствии с требованиями Экологического кодекса от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Основанием для разработки настоящего проекта является заказ-наряд №24-20 от 20.05.2020г. к договору №16-KGDI-0060 от 04.02.2016г. между Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» и АО «Каражанбасмунай».

Заказчик проекта – АО «Каражанбасмунай».

Юридический адрес: 130000 Мангистауская область, г. Актау, мкр. 12, здание 67.

Тел.: 8 (7292) 473177.

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Каражанбас. В связи с этим были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

Основная цель отчета о возможных воздействиях – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Каражанбас с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Отчет о возможных воздействиях включает изучение современного состояния природной среды и социально-экономических особенностей района расположения месторождения; выяснение вопроса о наличии особо охраняемых территорий и объектов; прогноз количественных и качественных изменений, которые могут иметь место в воздушной среде, в почвенном и растительном покровах, животном мире и социальной среде в результате реализации проектируемой деятельности.

В работе приведены основные сведения о геологическом строении месторождения Каражанбас, дана характеристика продуктивных горизонтов по геолого-промысловым данным и результатам опробования скважин, физико-химические свойства нефти и газа, а также приведены геологические запасы нефти и газа. На основе имеющихся данных обосновано выделение эксплуатационного объекта на месторождении. При составлении Проекта разработки использованы данные из подсчета запасов нефти и газа и результаты анализа разработки на дату составления проектного документа.

В данном проекте разработки месторождения Каражанбас рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

При определении наиболее оптимальных решений, запланированных в Проекте разработки месторождения, в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти, вводу проектных скважин и нового оборудования в эксплуатацию было рассмотрено три варианта разработки месторождения, по проведенному технико-экономическому анализу был **рекомендован № 3 вариант разработки.**

В данном проекте разработки месторождения Каражанбас рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

По Варианту разработки № 1

Проектными решениями рассмотрено три варианта разработки месторождения Каражанбас.



По первому варианту разработки предусматривается:

- ввод 653 добывающих скважин с 2020-2029 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 45 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 91 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 4 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -22 ед.

По Варианту разработки № 2

По второму варианту разработки предусматривается закачка горячей воды на всем месторождении и разработка прибрежной зоны:

- ввод 1536 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 52 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 95 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 12 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды);
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды– 14 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -27 ед.
- ввод новых проектных установок печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G -120 ед.

- установка новых блоков реагентов (БР-2,5) – 120 ед.

По Варианту разработки № 3

По третьему варианту разработки предусматривается разработка всего месторождения и дополнительно разработка прибрежной зоны:

- ввод 1856 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 42 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 77 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 53 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды);
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды– 14 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -34 ед.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ на месторождении необходимо произвести предварительную оценку возможного негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

На стадии проведения Отчета о возможных воздействиях в рамках данного проекта определяются потенциально возможные направления изменений в компонентах



окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

На территории проектируемых объектов памятники историко-культурного наследия отсутствуют. Проектируемые скважины расположены на территории действующего месторождения, в границах которого особо охраняемые территории отсутствуют.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Каражанбас» проводится на базе рекомендуемого варианта разработки на месторождении Каражанбас и использования имеющихся фондовых и специализированных научных материалов.

Отчет о возможных воздействиях следующие разделы:

- обзор нормативно-правовой и законодательной базы Республики Казахстан в области охраны окружающей среды, используемой при выполнении работы;
- общие сведения о существующей производственной деятельности предприятия, основные характеристики производственных процессов;
- краткая характеристика намечаемой производственной деятельности на месторождении Каражанбас в период разработки месторождения;
- современное состояние компонентов окружающей среды с учетом воздействия существующих объектов предприятия;
- комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды в период разработки месторождения Каражанбас;
- характеристика современного состояния социально-экономической среды в районе проектируемых работ;
- оценка риска аварийных ситуаций на объектах разработки месторождения Каражанбас;
- перечень природоохранных мероприятий, позволяющих минимизировать воздействие на компоненты окружающей среды;
- предлагаемая программа производственного экологического мониторинга на объектах разработки месторождения Каражанбас;
- оценка экологических платежей и ущерба окружающей природной среде;
- заявление об экологических последствиях.

Данный проект выполнен в соответствии с действующими нормативными и законодательными документами в Республике Казахстан.

Разработчиком Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Каражанбас» филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», имеющий государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (№02091Р от 24.05.2019 г.).



1. ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Законодательство Республики Казахстан ориентировано на переход от ресурсных отношений к отношениям, направленным на рациональное природопользование, одним из главных компонентов которого является сохранение качества окружающей среды. Сохранение качества окружающей среды зависит от уровня рационального использования ее составных частей – природных ресурсов. Поэтому экологическая направленность нормативной деятельности государства позволяет объединить и систематизировать многочисленные правовые акты, затрагивающие различные аспекты взаимоотношений общества и природы. Формирование законодательства РК осуществляется в соответствии с основными экологическими принципами. Развитие экологического законодательства, степень кодификации и систематизации его на сегодняшний день сформировало в системе действующего права Республики Казахстан комплексную интегрированную отрасль – экологическое право.

Процедура осуществления оценки воздействия на окружающую среду регулируется широким кругом приведенных ниже законодательных актов, обеспечивающих рациональное использование и охрану окружающей среды на территории Республики Казахстан.

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования. В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, **применяются положения Экологического Кодекса.**

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-III ЗРК является законодательным актом Республики Казахстан в области водопользования и охраны водного фонда, водоснабжения и водоотведения для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды. Водное законодательство Республики Казахстан регулирует отношения в области использования и охраны водного фонда, управления водным фондом и водохозяйственными системами, водоснабжения и водоотведения, проведения гидромелиоративных работ и работ по безопасности водохозяйственных систем и сооружений и иные водные отношения;

- Кодекс Республики Казахстан (Налоговый кодекс) «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 10 декабря 2008 года № 99-IV. Настоящий Кодекс регулирует властные отношения по установлению, введению и порядку исчисления и уплаты налогов, и других обязательных платежей в бюджет, а также отношения между государством



и налогоплательщиком (налоговым агентом), связанные с исполнением налогового обязательства; (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2017 г.);

- Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года № 291-IV. Данным актом установлены общие экологические требования и специальные требования к деятельности по использованию и охране недр; (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года № 593-П. Данным законом установлены требования по охране животного мира при проектировании, строительстве, эксплуатации хозяйственных объектов; (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2017 г.);

- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175-III. Настоящий Закон регулирует общественные отношения по созданию, расширению, охране, восстановлению, устойчивому использованию и управлению особо охраняемыми природными территориями и объектами государственного природно-заповедного фонда, представляющими особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность, а также являющимися компонентом национальной, региональной и мировой экологической сети (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2017 г.);

- Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-1 «О радиационной безопасности населения». Настоящий Закон регулирует общественные отношения в области обеспечения радиационной безопасности населения, в целях охраны его здоровья от вредного воздействия ионизирующего излучения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», утверждены приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 года № 236;

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»;

- Предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (приложение 1 к Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168);

- Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны (приложение 2 к Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168);



- Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-ІІ «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

- Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12 июня 2013 года № 162-п «Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды»;

- Постановление Правительства Республики Казахстан от 13 сентября 2006 года № 862 «Об утверждении «Правил ведения государственного кадастра особо охраняемых природных территорий в Республике Казахстан»;

- Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении **Инструкции по организации и проведению экологической оценки**»;

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с [изменениями и дополнениями](#) от 05.07.2020 г.);

- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» 13 декабря 2005 года № 93-ІІІ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);

- Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»;

- РНД 03.1.0.3.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства и потребления;

- Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года № 145 «Об утверждении Типовых правил расчета норм образования и накопления коммунальных отходов» (с [изменениями](#) от 15.10.2018 г.);

- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 «Об утверждении Классификатора отходов»;

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан 16 марта 2015 года № 209;

- Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 8 апреля 2009 года № 68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».



2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение «Каражанбас» расположено в северо-западной части полуострова Бузачи, в пределах Прикаспийской низменности, на территории, прилегающей с запада к Каспийскому морю.

Площадь земельного отвода для АО «Каражанбасмунай» составляет 8216,2 га. В том числе площадь месторождения нефти составляет 7777,48 га.

В геоморфологическом плане территория месторождения представляет собой пустынную плоскую равнину с небольшим общим уклоном на юго-запад в сторону Каспийского моря. Часть месторождения подвержена воздействию нагонных явлений. Из-за постоянных колебаний уровня моря отсутствует выраженная береговая линия.

Рельеф местности представляет собой кочковатую солончаковую поверхность с очаговыми соровыми понижениями. Местность малонаселенная, рекреационные зоны отсутствуют.

В административно-территориальном отношении месторождение «Каражанбас» расположено в Тупкараганском районе Мангистауской области Республики Казахстан. Областной центр, г. Актау, расположен в 203 км к югу от месторождения. Вахтовый поселок (он же поселок Каражанбас) расположен в 3 км к северо-западу от месторождения, Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится в 180 км на юго-восток от места работ. Месторождение Каражанбас связано ст. Актау и Форт-Шевченко асфальтированной дорогой.

Месторождение Каражанбас открыто в 1974 г. Промышленная нефтегазоносность установлена в нижнемеловых (А, Б, В, Г, Д) и средне-юрских (Ю-1 и Ю-И) отложениях, залегающих на глубинах 300-500 м. Опытно-промышленные работы на месторождении начаты на участке ВВГ в 1980 г.; на участке ПТВ- в 1982 г.

До 1996 г. на месторождении в целях повышения нефтеотдачи пластов применялись термические методы: влажного внутрипластового горения (ВВГ) на западном участке и паротеплового воздействия (ПТВ) на восточном участке месторождения.

С апреля 1996 г. добыча нефти методом влажного внутрипластового горения на западном участке прекращена из-за изношенности воздушных компрессоров компримирующих и нагнетающих в пласт воздух и из-за приостановления их выпуска на заводах.

В настоящее время на западном участке начато применение метода заводнения.

Метод заводнения применяется и на восточном участке, не охваченном методом ПТВ.

Таблица 2-1 Координаты геологического отвода:

Наименование промплощадки	Область	Район, населенный пункт	Координаты (град. мин. сек.)	
Месторождение «Каражанбас»	Мангистауская	Тупкараганский	45° 10' 05''	51° 15' 00''
			45° 10' 30''	51° 25' 10''
			45° 08' 42''	51° 26' 27''
			45° 07' 05''	51° 36' 20''
			45° 05' 10''	51° 35' 40''
			45° 05' 10''	51° 29' 25''
			45° 05' 50''	51° 26' 27''
			45° 05' 00''	51° 26' 00''
			45° 05' 20''	51° 24' 20''



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

			45° 06' 05''	51° 24' 30''
			45° 07' 45''	51° 17' 00''
			45° 07' 55''	51° 15' 10''

Ситуационная карта-схема расположения месторождения Каражанбас представлена на рисунке 2.1.

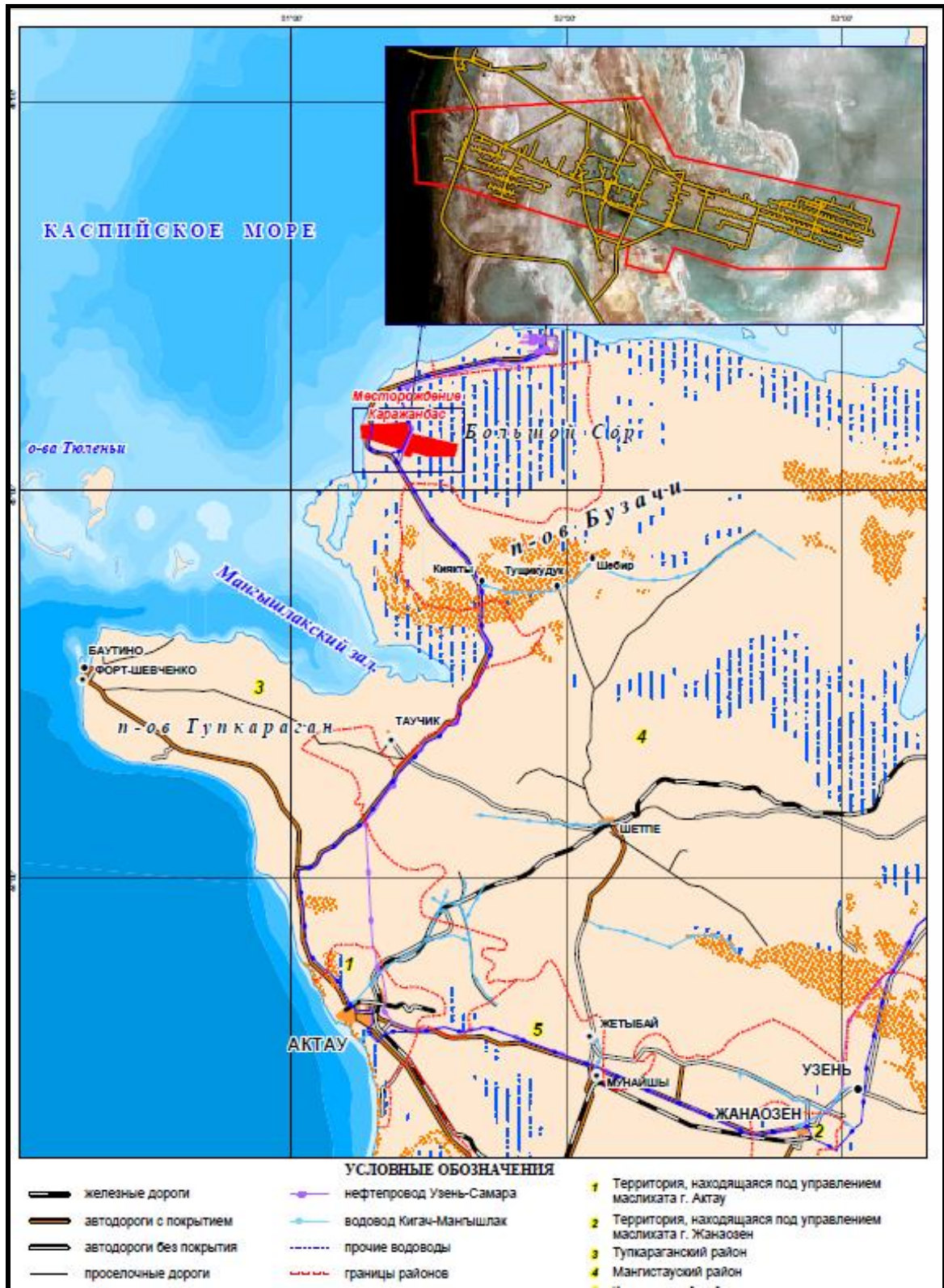


Рисунок 2.1– Ситуационная карта-схема расположения месторождения Каражанбас



2.2 Климатическая характеристика района

Климат района расположения объектов АО «Каражанбасмунай» формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс.

Для рассматриваемого района характерными являются условия засушливого климата с резкими колебаниями температуры и большим дефицитом влажности, определяющие особенности формирования подземных вод.

На климат региона влияет несколько типов воздушных масс: холодные арктические, влажные морские атлантические, влажные морские средиземноморские и континентальные из районов Центральной и Западной Сибири.

На сезонные изменения климата в регионе в большой степени сказывается местоположение и интенсивность центров действия атмосферы (ЦДА): постоянных ЦДА - Азорского максимума (антициклона) и Исландского минимума (циклона) и сезонных - Сибирского (Монгольского) антициклона и Среднеазиатской депрессии (Ташкентский минимум).

В холодный период года большое влияние на погоду и климат Прикаспийского региона оказывает отрог Сибирского антициклона. В теплый период года Сибирский антициклон ослабевает, и основными погодообразующими факторами становятся Исландский минимум, Азорский максимум и Среднеазиатская депрессия. В зависимости от интенсивности того или иного ЦДА формируются и погодные условия региона: дождливо и прохладно, при активном Исландском минимуме и Среднеазиатской депрессии, и наоборот, жарко и засушливо при развитии Азорском максимуме. Распределение давления над Средним Каспием связано с изменением циркуляции атмосферы над всем Евразийским континентом.

В связи с тем, что нефтяное месторождение Каражанбас расположено на границе условно выделенных северо-восточного климатического района и климатического района полуострова Мангышлак, географическое положение, условия атмосферной циркуляции и соотношение площади прилегающей акватории моря являются основными климатообразующими факторами рассматриваемой территории.

Основными характерными чертами данного климата являются преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Большая амплитуда между средними месячными температурами воздуха самого холодного и самого жаркого месяцев года (МС Форт Шевченко 26,6°C) указывает на степень континентальности климата района. Континентальность климата несколько смягчается на береговой полосе под влиянием Каспийского моря.

Переход среднесуточной температуры воздуха через 0°C в сторону понижения, означающий начало зимы, приходится на середину декабря - начало января. Переход среднесуточной температуры воздуха через 20°C в сторону повышения означающий начало лета, приходится на конец мая (МС Форт Шевченко).

Средние даты появления снежного покрова приходятся в Ф. Шевченко на 22 XII, схода снежного покрова - 6 III. Устойчивый снежный покров бывает не во все зимы, поэтому зимы с неустойчивым снежным покровом составляют - 98%.

Температурный режим. В суточном ходе температуры отмечается один максимум и один минимум. На побережье моря максимум суточной температуры воздуха приходится на 14 - 15 часов зимнего времени, а минимум на утренние часы (5-7 часов). Наибольшие



внутри суточные колебания температуры воздуха могут достигать 13°C в летние месяцы. Под влиянием бризовой циркуляции суточные колебания в прибрежных районах могут уменьшаться на 1 - 2°C. Зимой суточные колебания уменьшаются до 7 - 10°C.

В таблице 2.1. представлены данные о среднемесячной температуре воздуха по ближайшим пунктам наблюдения.

Таблица 2.1- Средняя месячная температура воздуха, °С

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
о. Кулалы	-1,7	-2,5	2,7	11,7	17,2	23,9	26,2	25,3	18,7	11,3	3,6	-0,5	12,0
Ф. Шевченко	-0,3	-0,5	4,2	11,5	17,5	23,5	26,1	25,0	19,9	13,2	5,9	1,1	12,4

Анализ хода среднемесячной температуры воздуха показывает, что самыми холодными месяцами являются январь - февраль, а самым жарким - июль.

Средний абсолютный максимум наблюдается в июне - августе и составляет 40 - 42°C на МС Ф. Шевченко. На о. Кулалы средний абсолютный максимум в температуре воздуха приходится на эти же месяцы, но он несколько ниже и составляет 36 - 39°C. Средний абсолютный минимум наблюдается в феврале и равен соответственно минус 23 на МС Ф. Шевченко и минус 26°C на о. Кулалы.

Влажность воздуха. Годовой ход влажности отражает континентальные условия климата северо-восточного Каспия. Среднее парциальное давление водяного пара, характеризующее абсолютную влажность зимой над северо-восточным Каспием, составляет 3 - 4гПа, летом -21+23гПа, поэтому в зимний период абсолютное содержание влаги в воздухе над льдом очень мало, а в летний период, наоборот, оно достигает максимальных значений. Годовой ход парциального давления соответствует годовому ходу температуры воздуха.

Сезонный ход относительной влажности имеет противоположную тенденцию. Зимой высокая относительная влажность (80-85%), летом довольно низкая (47-63%). Относительная влажность воздуха увеличивается от побережья к открытому морю. Близость пустынь к восточному побережью Каспия приводит к высушиванию воздуха в этих районах. Годовой ход значений относительной влажности по МС Ф. Шевченко приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Влажность воздуха

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XI	год
Относит, влажность, %	79	78	75	67	65	65	65	61	60	66	72	77	69

Атмосферные осадки. Для побережья северо-восточного Каспия характерен среднеазиатский (пустынный) тип годового хода осадков. Колебания количества осадков могут быть значительны от года к году и от месяца к месяцу. Во влажные месяцы осадков может выпадать до двух месячных норм, а в засушливые - менее 20% от месячной нормы.

Большая часть осадков (около 65 - 70%) выпадает в виде дождя, около 10 - 15% осадки носят смешанный характер (дождь, снег) и около 15 - 20% осадков выпадает в виде снега (Научно-прикладной справочник по климату, вып. 18).

Наибольшая продолжительность осадков в году около 25 - 35 час. наблюдается в осенне-зимний период, когда они носят обложной характер. Летом продолжительность осадков значительно уменьшается, дожди бывают чаще кратковременными, продолжительность их уменьшается до 7 - 10 часов, а иногда они выпадают в виде ливней и продолжительность их бывает не более 1 - 3 часов.



Таблица 2.3 характеризует годовой ход осадков по месяцам для МС Кулалы и Форт Шевченко. В годовом ходе осадков видны два максимума: апрель - май и сентябрь - ноябрь.

Таблица 2.3- Среднемесячное количество осадков по месяцам (мм)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
о. Кулалы	10	5	13	18	21	10	13	15	15	6	19	9	154
Форт-Шевченко	6	6	12	16	13	13	12	8	12	9	13	10	130

Минимальное количество осадков отмечается в самые холодные месяцы года, в январе и в феврале. Уменьшение количества осадков в этот период связано с максимальным влиянием Сибирского антициклона на погоду большей части территории Казахстана.

Увеличение количества осадков в апреле - июне и октябре - ноябре объясняется неустойчивостью атмосферных процессов. В этот период года происходит перестройка в термобарическом поле атмосферы от зимы к лету и от лета к зиме. В эти сезоны усиливается влияние Арктики и Исландского минимума.

Менее интенсивные осадки выпадают в декабре - феврале. В этот период года они носят преимущественно обложной характер и выпадают в виде снега (твердые осадки) или в виде дождя и снега (смешанные осадки).

Количество дней с осадками по метеостанциям о. Кулалы – 62,2, Ф. Шевченко – 67,5. Осадки в твердом виде наблюдаются с ноября по март.

Ветровой режим. Ветровой режим северо-восточного региона Каспия обуславливается изменением атмосферной циркуляции и местными термическими и барико-циркуляционными процессами. Изменчивость преобладающих направлений ветра от сезона к сезону зависит от интенсивности ЦДА - Сибирского антициклона, Исландского минимума и Азорского максимума.

Данные наблюдений представлены в таблице 2.4. В регионе в годовом разрезе преобладают ветры восточных румбов, но довольно высока повторяемость ветров западных направлений.

Таблица 2.4- Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей, (%)

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Форт-Шевченко	17	13	15	21	6	5	9	14	11

Среднегодовые и сезонные особенности распределения скорости ветра характеризуются следующими показателями. Наибольшие значения повторяемости ветров восточных румбов отмечаются в зимние месяцы, в период с максимальным развитием Сибирского антициклона, когда создаются условия для возникновения наибольших градиентов давления на его юго-восточной периферии.

В летний период возрастает повторяемость ветров западных румбов, что связано в этот период с частым прохождением циклонов с Атлантики через Западный Казахстан и юг Урала.

По МС Ф. Шевченко довольно высока повторяемость ветров северного направления (17%). Это объясняется ослабленным влиянием отрога Сибирского антициклона в этом районе. Вследствие того, что траектории перемещения циклонов лежат значительно севернее, а на погоду этой части оказывает влияние только фронтальные разделы, то с прохождением холодного фронта происходит быстрая смена направления ветра с юго-восточного на северо-западное, а затем северное.



Распределение среднегодовой скорости ветра по станции о. Кулалы составляет 5,0 м/с, по МС Форт-Шевченко – 5,5 м/с. Годовой ход среднемесячных скоростей ветра по МС о. Кулалы и Ф. Шевченко представлен в таблице 2.5

Таблица 2.5- Средняя месячная скорость ветра, (м/сек)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
о. Кулалы	5,0	5,3	5,7	5,5	5,2	4,7	4,2	4,7	4,9	5,1	5,5	4,9
Форт-Шевченко	5,6	6,1	6,2	5,9	5,3	5,3	4,4	4,6	5,3	5,8	5,9	5,6

Увеличение средней месячной скорости ветра отмечается в холодный период года, с октября по март. Увеличение среднемесячных значений скорости ветра в этот период объясняется увеличением барических градиентов за счет усиления Сибирского антициклона. Минимальные значения скорости ветра прослеживаются в летние месяцы, с июня по август. В этот период большее влияние на погоду средних широт оказывает отрог Азорского антициклона, в котором градиенты давления не велики. На о. Кулалы и Ф. Шевченко максимальные величины скорости ветра достигают 5,6 – 6,2 м/с, а минимальные - не отмечаются ниже 4,2 и 4,6 м/с.

2.3 Геолого-гидрогеологические условия

Геологическое строение. В геологическом строении, структурных элементов Каспийского бассейна, принимают участие отложения от девонских до голоценовых, включительно.

Девонские образования являются самыми древними из палеозойского комплекса пород на полуострове Бузачи. Они вскрыты в интервале 4540-5200 метров. Представлены известняками черными, тонкозернистыми, местами битуминозными.

Нижнекаменноугольные отложения, определенные споро-пыльцевым анализом, встречаются в интервале 2924-2946 м.

Среднекаменноугольные отложения, возраст которых определен условно, пройдены в скв. 1-П (Северный Каражанбас), в интервале 2755-4128 м.

Верхнекаменноугольные отложения (вероятно, касимовский ярус), согласно залегают на подстилающих породах московского яруса.

Пермские отложения на п-ове Бузачи, имеют несколько ограниченное распространение. Отложения ассельского яруса нижней перми, залегают, с размывом, на касимовском ярусе верхнего карбона. Отложения яруса представлены чередованием темно-серых, тонкокристаллических и биоморфнодетритовых, известняковых гравелитов и брекчий. Эти отложения перекрыты, с угловым несогласием, нерасчлененной толщей, пермо-триасовых образований, которые характеризуются слабой степенью дислоцированности и метаморфизма, и составляют переходную толщу от фундамента к осадочному чехлу.

Триасовые отложения вскрыты многими скважинами на площадях Каражанбас, Северные Бузачи, Каламкас, Каратурун и др. В верхней части, толща представлена аргиллитами, участками карбонатными, с подчиненными пластами и прослоями алевритов различной зернистости. В средней части - толща представлена переслаиванием аргиллитов, с мелкозернистыми, полимиктовыми песчаниками, а в нижней - чередованием песчаников темно-серых, полимиктовых и аргиллитов темно-коричневых, почти черных, с подчиненными прослоями алевритов. Внизу толщи, залегают пачка мелкогалечных



конгломератов из обломков известняков, в ангидритовом цементе. Мощность триасовых отложений на площади Каражанбас до 2500 метров.

Юрские отложения на п-ове Бузачи представлены нижним и средним отделами. В верхней части, они сложены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, а в нижней части - чередованием глин и алевролитов, с редкими прослоями песчаников. Их мощность, на площади Каражанбас, составляет 166-230 метров.

Среднеюрская часть продуктивной толщи, сложена терригенными, преимущественно континентальными, аллювиально-озерными образованиями байосского и батского ярусов. Характерной особенностью этих отложений, является неравномерное переслаивание алевроитопесчаных пород мощностью от 6 до 47 метров, разделяющихся пачками глин небольшой мощности.

Верхнеюрские отложения, сложенные доломитами и доломитизированными мергелями, с прослоями глин и алевролитов, имеют локальное развитие и отмечаются в наиболее погруженных частях структур. К породам-коллекторам, в составе этих отложений, относятся тонкозернистые, глинистые доломиты. Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловые, в основном неокомские, отложения представлены неравномерным, часто тонким, переслаиванием алевролитов и глин, с преобладанием последних. Карбонатные породы, слагающие маломощные пласты и пропластки, отмечаются в валанжин-берриасе. Алевролиты, образуют до 7-8 пачек, толщиной от 3-4 метров до 14 метров. Общая толщина неокома 58-100 метров на площади Каражанбас.

Отложения аптского яруса, представлены глинами, серыми до черных, с отсутствием известковистости, средней плотности, с подчиненными маломощными прослоями глинистых, пористых алевролитов, иногда плотных, карбонатных. Мощность этих отложений, составляет от 76 до 126 метров.

Породы альбекого яруса, сложены неравномерным переслаиванием глин и алевролитов, с редкими прослоями мелкозернистых песчаников. Мощность яруса достигает 400-450 метров.

Верхнемеловые отложения, в основном карбонатного состава, с незначительными прослоями глин, песчаников и алевролитов, на площади Каражанбас - частично размыты и на поверхности обнажаются нижнемеловые отложения.

Палеоген-неогеновые отложения представлены терригенно-карбонатной формацией и сложены известняками ракушечными, оолитовыми детритовыми песчаниками и алевролитами, глинами известковистыми. Отложения на полуострове Бузачи развиты спорадически, заполняя мульды и крылья структур.

Четвертичные образования в районе месторождения представлены современными новокаспийскими морскими отложениями и верхнечетвертичными хвалынскими морскими отложениями. Они представлены глинами, суглинками, супесями и песками; мощность отложений изменяется от 1,5 до 8,0 м.

Тектоника. Обширный район полуострова Бузачи представляет собой крупную геолого-тектоническую структуру платформенного типа, осложненную рядом меньших складок разнообразной формы и размеров. Западнее границы описываемого района расположено сравнительно большое Северо-Бузачинское поднятие, а северо-восточнее - крупный Северо-Устюртский прогиб, главная ось которого проходит в северо-западном направлении, примерно вдоль северного побережья залива Комсомолец. Рассматриваемая



территория располагается в окраинной зоне названных структур. Для нее характерно очень пологое синклинальное строение. Эта синклиналь равномерно погружается под углом в северо-восточном направлении, а затем, уже за пределами района, вероятно, соединяется с Северо-Устьуртским прогибом.

В тектоническом отношении территория месторождения Каражанбас - это асимметричная антиклиналь с амплитудой около 300 м на глубине залегания основных нефтяных горизонтов. Две основных, параллельно простирающихся складки, протягиваются вдоль всего месторождения, и одна из них определяет пределы нефтегазоносности. Структура Каражанбас делится на 7 главных тектонических блоков. Отдельные нефтяные горизонты характеризуются только им присущими нефтяными контактами, которые меняются по глубине от блока до блока. Водонефтяные контакты в различных резервуарах могут быть подвешенными и нерегулярными ввиду того, что имеет место гидродинамический эффект.

Сейсмичность. Согласно СНиП РК 2.03-30-2006г. Строительство в сейсмических районах и Карты сейсмического районирования Мангистауской области (Сейсмическое районирование территории Мангистауской области. Алматы, Институт сейсмологии МОиН РК, 2004г.) территория расположения объектов компании относится к шести балльной зоне сейсмичности по шкале MSK-64.

Гидрогеологические условия. В гидрогеологическом отношении территория месторождения Каражанбас находится в пределах Бузачинского артезианского бассейна второго порядка, который входит в состав Прикаспийского артезианского бассейна. В бассейне, по характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород, выделяются водоносные горизонты и комплексы четвертичных, меловых, юрских и пермо-триасовых отложений.

По данным геолого-гидрогеологических исследований в районе месторождения и на прилегающей территории по условиям образования и залегания подземных вод выделяются два структурных этажа.

Верхний этаж характеризуется распространением безнапорных (грунтовых) вод со свободной поверхностью и приурочен к современным новокаспийским и верхнечетвертичным хвалынским морским отложениям. Водоносные горизонты новокаспийских (QIV nk) и хвалынских (QIII hv) отложений, образуют единый водоносный комплекс. Водоносные горизонты имеют хорошую гидравлическую связь между собой. Отсутствие выдержанного водоупора и примерно одинаковый литологический состав отложений позволяют объединить эти горизонты в водоносный комплекс четвертичных отложений. Комплекс характеризуется низкими водопроводящими свойствами, градиентом напора и высокой минерализацией подземных вод. Подземные воды этих отложений залегают вблизи дневной поверхности, на территории месторождения абсолютные отметки уровня подземных вод составляют от минус 29,73 м до минус 24,75м.

Нижний этаж характеризуется распространением напорных подземных вод. Питание здесь осуществляется за пределами рассматриваемой территории, на участках выхода пород на дневную поверхность. Этот этаж включает в себя водоносные комплексы, приуроченные к терригенным отложениям нижнего мела, а также к продуктивным толщам неокома и юры. Пьезометрические уровни меловых отложений устанавливаются на абсолютных отметках от минус 20 до 0 м.



Между подземными водами двух структурных этажей залегают глины верхнечетвертичных хвалынских морских отложений. Отложения вскрыты на глубинах от 2,4 до 7,3 м. Выдержанный слой плотных глин, разделяющий структурные этажи, можно рассматривать как относительный водоупор, в региональном плане эти отложения залегают спорадически. Вертикальная фильтрация из четвертичных горизонтов в меловые отсутствует в силу наличия водоупорных отложений и напорного характера подземных вод меловых отложений.

Характерной особенностью рассматриваемой территории является гидравлическая связь подземных вод основных водоносных комплексов с водами Каспийского моря и низкий напорный градиент (0,0001-0,001) относительно уровня моря. Разгрузка подземных вод происходит за счет испарения, высачивания, оттока по границам месторождения.

Исходя из геолого-гидрогеологических, стратиграфических признаков и условий залегания, в районе расположения месторождения Каражанбас выделяется ряд водоносных горизонтов и комплексов, причем в отложениях четвертичного возраста подземные воды выделяются по генетическим признакам водовмещающих отложений.

Подземные воды всех водоносных горизонтов и комплексов, имеющих развитие на нефтяном месторождении Каражанбас и прилегающей территории, в своем естественном состоянии не соответствуют существующим требованиям для хозяйственно-питьевого использования.

2.4 Геоморфологические особенности района

Нефтяное месторождение Каражанбас расположено в северо-западной части полуострова Бузачи в пределах Прикаспийской низменности.

Территория представляет из себя низменную приморскую равнину, наклоненную к северу под углом 3-4°. Отметки поверхности уменьшаются от 100-80 м у подошвы Актауских гор до 50 м на севере. Рассматриваемый район принадлежит западному крылу крупного Северо-Бузачинского поднятия, с близким к поверхности залеганием меловых и палеогеновых пород. Крыло выражено в виде очень пологого субширотного вала, сводовая часть которого осложнена рядом локальных структур различного знака движений. Неотектоническая обусловленность рельефа определяет его динамику, выраженность структур и направленность современных геоморфологических процессов.

Рельеф в целом относится к аккумулятивной группе, образован преимущественно в голоценовое время и имеет несколько полос, где с разной продолжительностью действовали морские абразионно-аккумулятивные и субаэральные процессы. Они рассматриваются как самостоятельные типы морской аккумулятивной равнины, сформированные при достаточно длительных трансгрессивных стадиях стояния Каспийского моря. Границы этих типов равнины нередко хорошо выражены аккумулятивными и абразионными формами рельефа, которые сохраняются до наших дней благодаря сухому климату.

Самой древней по времени формирования является позднихвалынская морская аккумулятивная равнина, которая практически повсеместно распространена на юге района и фрагментарно сохраняется на его севере. Позднихвалынская трансгрессия Каспия поднималась до 0 м абс. высоты и в районе нефтепромысла Каражанбас, поверхность этой равнины сформирована в одну из последних стадий отступающего моря (отметки до -13 м). По данным абсолютной геохронологии возраст этого рельефа составляет 10-12



тысячелетий, т.е. соответствует концу плейстоцена - началу голоцена. Равнина сложена песчано-суглинистыми отложениями и относительные превышения, в пределах ее наименее нарушенной «первичной» поверхности, не более 2 м. Первоначальные неровности рельефа равнины в субаэральных условиях становятся мелкими плоскодонными водосборами, которые затем превращаются в корковые или пухлые солончаки. Участки равнины, осложненные солончаками и суффозионными блюдцами, выделяются в отдельный подтип, морфологически отличающийся от первоначального, заметной волнистостью, т.к. колебания высот в его пределах составляют 2-5 м. Еще один подтип позднехвалынской равнины выделяется на севере района (к западу от пос. Каламкас) и в его южной части. На этих участках поверхность равнины неглубоко, но относительно интенсивно, расчленена эрозионными и сориво-дефляционными процессами, так что перепады высот достигают 10-12 м, а сглаженные возвышенности придают равнине слабоволнистый облик.

На юге района, участки позднехвалынской равнины, сложенные преимущественно песчаными отложениями, подверглись глубокой эоловой переработке, в результате чего сформировались низкогрядовые и бугристо-ячеистые массивы эоловых песков, которые выделяются в самостоятельный тип рельефа. Пески мелкозернистые, детритовые, полужакопленные длиннокорневой растительностью. Относительные превышения до 10-15 м. Ячеи имеют десятки метров в диаметре, их днища обычно заняты солончаками.

Гипсометрически ниже позднехвалынской равнины, располагается новокаспийская аккумулятивная поверхность, внешняя граница которой проходит по абсолютным отметкам -23, -22 м. Новокаспийская трансгрессия на протяжении голоцена неоднократно достигала этой высоты и, возможно, иногда несколько превышала ее. Однако отчетливый абразионный уступ, субмеридиального протяжения, наблюдающийся к востоку от нефтепромысла Каражанбас, выработан в верхнехвалыньских отложениях именно на данных отметках. Особую отчетливость этому полутораметровому уступу придает расположенный вдоль его основания узкий солончак, постепенно углубляющийся под воздействием дефляции.

Ранний тип этой равнины на большей части побережья имеет плоскую, мало измененную поверхность. Местами отмечаются неровности - бывшие косы и отмели высотой до 1 м. В ряде случаев, неглубокие - до 0,5 м, обширные понижения на ее поверхности, заняты солончаками и такие участки выделены в самостоятельный подтип.

Восточная часть района расположена в пределах борта Большого Сора. После отступления ранненовокаспийской трансгрессии равнина Большого сора подверглась существенной дефляции и в ее пределах преобладают отметки от -25 м до -27 м. Относительно пониженная часть равнины (амплитуда колебаний высот 0,2-0,5 м) во время дождей залита тонким слоем воды. На остальной территории перемежающиеся слегка приподнятые и пониженные участки чередуются, причем на пониженных формируются соры меньшего размера.

Поздненовокаспийская, или как её иначе называют - современная аккумулятивная равнина, располагается между мигрирующей береговой линией и изогипсой -25 м. Она сложена илистыми глинами, тонкозернистыми песками, детритовыми илами с многочисленной битой и целой ракушкой. Первичная поверхность равнины слабо наклонена к акватории (уклоны 0,001-0,002). Ее внешняя граница подчеркнута невысокими, высотой до 0,5 м, уступами.



Несколько выше этих уступов, на протяжении всего северо-западного побережья полуострова Бузачи расположен комплекс песчано-ракушечных береговых валов. Они прослеживаются на несколько десятков километров, имеют высоту 0,5-2 м, и в настоящее время интенсивно переработаны эоловыми процессами, создавшими полосу подвижных и полужакопленных песков шириной 0,2-1 км.

К поздненовокаспийской поверхности следует отнести полосу донного рельефа - полосу современной осушки, которая обнажается во время ветрового сгона и развивающаяся вследствие этого как пляж.

Современную генерацию морской прибрежной равнины следует рассматривать вместе со значительной частью подводного рельефа, по крайней мере, до изогипсы -34 м, до которой море регрессировало в так называемую дербентскую фазу (VI-X вв. н.э.). Бывшие неровности мезо- и микрорельефа суши, в настоящее время, зачастую отличаются по литологии донного грунта. Положительным формам соответствуют пятна плотных ракушечных песков, а в отложениях бывших понижений (соры, степные блюдца, ячеи) преобладают илы. Из техногенных форм рельефа, на рассматриваемой территории, следует отметить автодорогу Каламкас - Актау, проходящую по западной окраине района промысла и играющую роль защитной дамбы.

2.5 Общая характеристика гидрологических условий

На территории полуострова Бузачи, прилегающей к району месторождения Каражанбас, постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Поверхностные воды суши присутствуют в небольшом количестве, зависящие в первую очередь от времени года. Здесь широко распространены бессточные впадины. Эти понижения окружены сухими руслами, скорее ложбинами стока, в которых поверхностный сток может осуществляться лишь весной и осенью.

Восточная часть месторождения расположена в пределах борта Большого Сора, представляющего собой большую бессточную впадину, выположенную в процессе сорообразования. Вследствие последовательного формирования в период отступления моря линии береговых валов, характерной чертой является тот фактор, что побережье Каспийского моря имеет большие отметки высот, чем территория сора. Поэтому, при уровне моря -27,0м (2011 г.) в районе дамбы, направление подземных вод ориентировано в сторону от моря. Элементами рельефа, к которым может быть приурочено сезонное формирование поверхностных вод, здесь являются пологие понижения, склоны которых в обычное время представляют собой такыры, а наиболее пониженные части - хаки (соленые грязи). Часто такие ложбины не имеют общего направления стока и нередко уклоны их направлены в противоположные стороны.

На территории месторождения, как и на всем Большом Соре, постоянная гидрографическая сеть отсутствует. Лишь периодически в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега образуются кратковременные водотоки, стекающие в пониженные части рельефа - бессточные впадины, формирующие ложбины стока. Бывшие ложа рек и поверхностных водоемов приурочены к озеровидным и русловидным понижениям морской аккумулятивной равнины. В настоящее время они представляют собой соровые понижения с сильно разреженным растительным покровом - поверхность их практически лишена высшей растительности.

Поверхностный сток территории гидрологически связан с Каспийским морем. Отмечаются заметные колебания уровня грунтовых вод в зависимости от сезонных



колебаний уровня Каспия (около 0,5м), что в свою очередь влияет на характер поверхностного стока.

Уровень Каспийского моря, подверженный многолетним колебаниям, в настоящее время после продолжительного повышения характеризуется относительной стабильностью и, в зависимости от сезона года, колеблется в пределах $-26,7 + -27,4$ м. За двадцатилетний период подъем уровня Каспия составил 2,05 м. Влияние моря проявляется в прибрежной полосе в пределах от $-26,6$ м до горизонтали $-25 \div -26$ м на суше.

Часть месторождения подвержена воздействию нагонных явлений. Ветровые нагоны могут значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений. На участке побережья Каспийского моря, непосредственно прилегающего к месторождению Каражанбас можно ожидать нагоны высотой 1,29 м. Функции защитного сооружения от ветровых нагонов выполняет дамба автодороги Актау - Каламкас, которая перекрывает все локальные понижения рельефа в районе месторождения. В настоящий момент нагоны в глубь территории не проникают, однако, в результате возможной фильтрации морских вод через или под телом дамбы, происходит повышение уровня грунтовых вод за дамбой. Площадь влияния нагонов вглубь побережья зависит от величины нагона и высотных отметок рельефа местности.

2.6. Характеристика почв территории месторождения

Согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан территория месторождения Каражанбас расположена в пределах пустынной зоны Арало-Каспийской провинции на бурых почвах.

Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые, приморские) и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены зональные бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые. Распространение почв представлено на почвенной карте Мангистауской области (Рисунок 2.2).



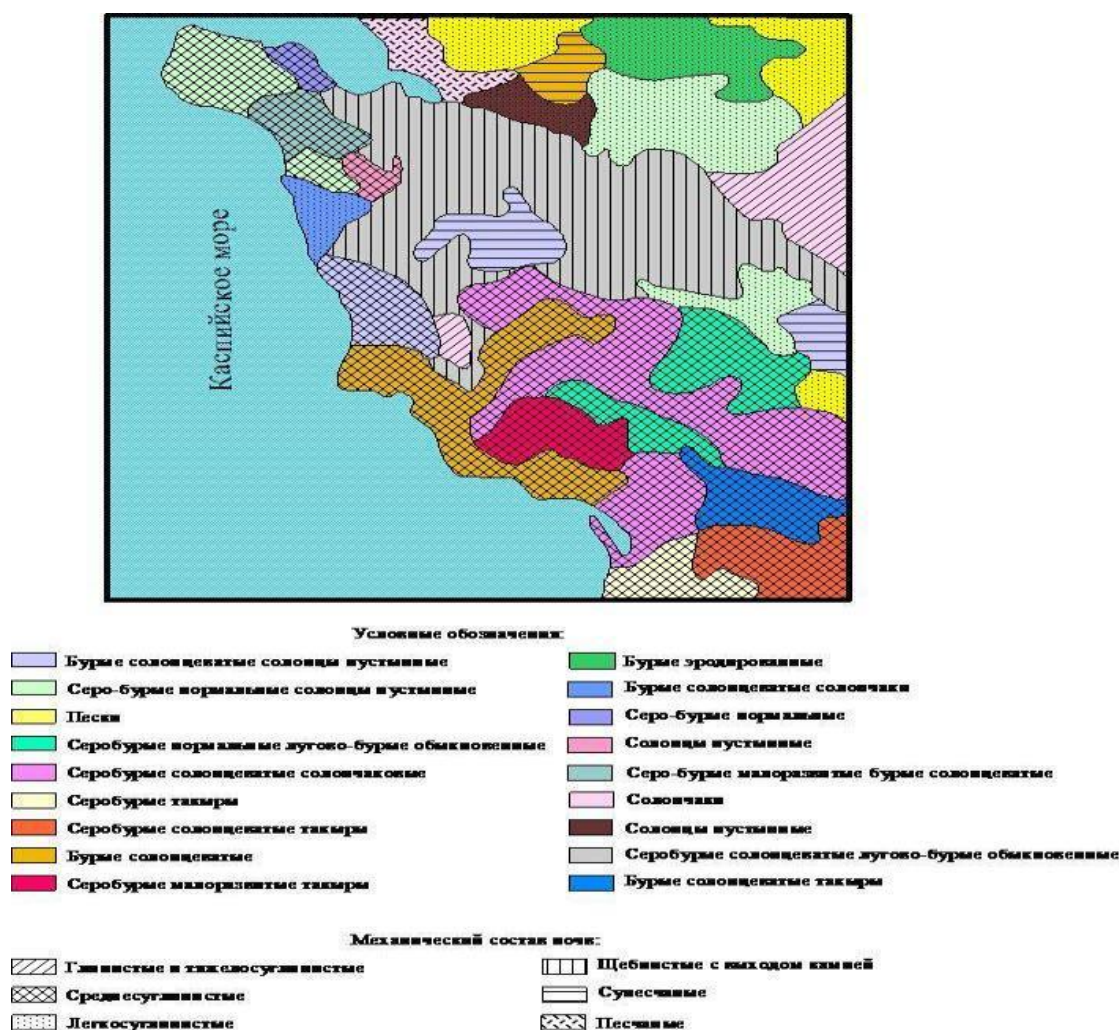


Рисунок 2.2– Почвенная карта Мангистауской области

Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта (A+B1), низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод.

В пределах территории месторождения были выделены следующие почвы:

- бурые засоленные супесчаные и песчаные;
- бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные;
- бурые антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- солончаки типичные (корково-пухлые);
- солончаки луговые приморские;



- солончаки маршевые;
- солончаки примитивные приморские;
- солончаки соровые;
- солончаки типичные антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- солончаки соровые антропогенизированные (техногенно-нарушенные);
- пески золотые мелкобугристые слабозакрепленные.

На месторождении значительная часть почв подвержена техногенному воздействию. Ниже приводится краткая характеристика почв месторождения.

Бурые почвы. Бурые почвы на описываемой территории встречаются преимущественно в комплексах с солончаками типичными и соровыми. сформировались на бэровских буграх в условиях, исключающих влияние грунтовых вод и дополнительного поверхностного увлажнения на процессы почвообразования.

Увлажнение почв происходит за счет атмосферных осадков. Водный режим непромывной. Почвообразующими породами служат засоленные аллювиально-морские отложения различного (чаще легкого) механического состава. Небольшое количество осадков и высокая температура обуславливают кратковременность процессов образования и разложения гумусовых веществ, интенсивных лишь в весенний период. Малая продуктивность растительности определяет основные генетические свойства бурых почв: низкое содержание гумуса и небольшую мощность гумусового горизонта, карбонатность почв, щелочную реакцию почвенного раствора.



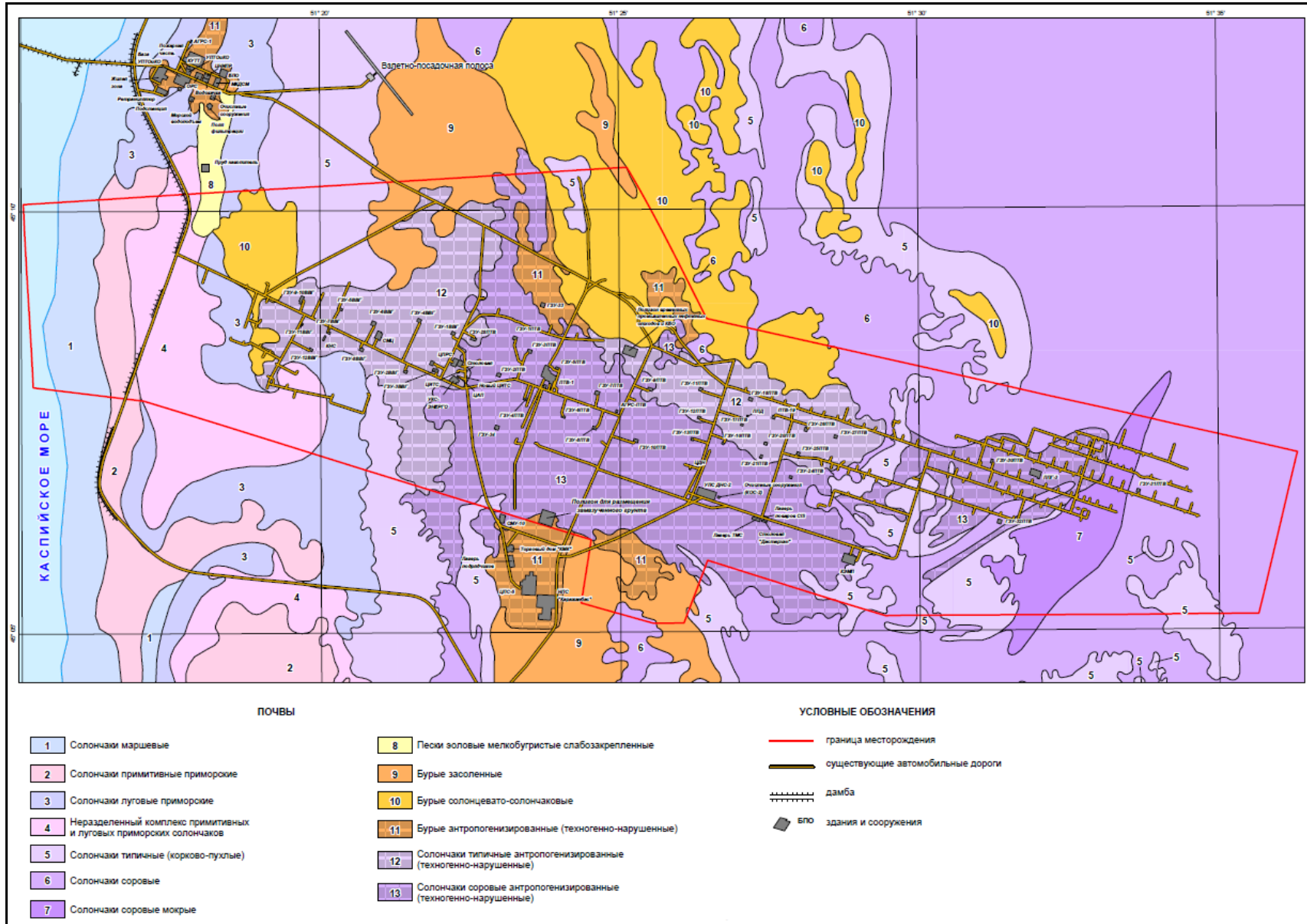


Рисунок 2.3 - Почвенная карта месторождения Каражанбас



Бурые засоленные супесчаные и песчаные почвы. Сформированы по повышениям приморской равнины. На характеризуемой территории получили ограниченное распространение. Морфологическое строение, из-за легкого механического состава, несколько отличается от классического строения суглинистых почв: профиль их более однородный, хотя довольно ясно выделяются горизонты А и В. Горизонт В сменяется переходным иллювиально-карбонатным горизонтом ВС с редкими расплывчатыми пятнами карбонатов, но чаще горизонт В переходит в материнскую породу (горизонт С), представленную слоистыми отложениями. С поверхности или на глубине 30-80 см почвы содержат в заметном количестве водно-растворимые соли. Засоление сульфатно-хлоридное и сульфатное, степень засоления меняется от слабой до сильной. Величина плотного остатка достигает 0,70-0,90%, причем максимум скопления солей отмечен в нижней части почвенного профиля, горизонте ВС (С). Содержание гумуса в горизонте А в супесчаных разновидностях 0,5-0,6%, в песчаных его количество ещё ниже, не превышает 0,3-0,4%. С глубиной количество гумуса уменьшается постепенно. Обеспеченность почв валовыми и подвижными формами фосфора низкая, подвижным калием – низкая и средняя. Содержание СО₂ карбонатов в верхнем гумусовом слое составляет 1,5 -2,5% с постепенным увеличением вглубь профиля до 2,5-3,0%. Реакция почвенного раствора щелочная по всему профилю. По гранулометрическому составу почвы преимущественно супесчаные и песчаные, в составе механических фракций преобладают частицы мелкого песка, илистых частиц мало.

Бурые солонцевато-солончаковые супесчаные и песчаные почвы. Как и вышеописанные, эти почвы не получили значительного распространения. Сформировались на повышенных участках равнины и встречаются преимущественно в комплексе с солончаками типичными. По своим морфологическим признакам и по содержанию питательных веществ эти почвы сходны с описанными выше, но отличаются от них наличием солонцеватости, морфологически проявляющейся в уплотнении горизонта и в его крупно комковатой структуре. Причиной солонцеватости является повышенное содержание (более 3%) в почвенно-поглощительном комплексе обменного натрия, оказывающего диспергирующее действие на почвенные коллоиды. Засоление отмечается в поверхностном горизонте, степень засоления изменяется от слабой до очень сильной (величина плотного остатка, при хлоридном и сульфатно-хлоридном типе изменяется от 0,113 до 1,001%, при хлоридно-сульфатном от 0,266 до 1,107%). Вниз по профилю засоление увеличивается. Содержание гумуса в верхнем горизонте 0,5-0,9% в супесчаных и 0,5% в песчаных разновидностях. Реакция почвенного раствора преимущественно щелочная, реже слабощелочная. Механический состав почв супесчаный и песчаный с преобладанием в составе гранулометрических фракций мелкопесчаных частиц.

Бурые антропогенизированные (техногенно-нарушенные) почвы. Распространены большей частью в районе ведения добычи, первичной переработки и транспортировки нефти, а также отдельными участками на прилегающих территориях. Формирование и свойства этих почв обусловлены техногенным воздействием при ведении добычи нефти, прежде всего механическими нарушениями и химическим загрязнением почв. Механические нарушения выражаются в уничтожении растительности, плодородных верхних горизонтов почв, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, изменении микрорельефа местности (траншеи, отвалы, выбросы, спланированные участки, колеи дорог).



Солончаки. На территории полуострова Бузачи солончаки имеют чрезвычайно широкое распространение. Приурочены они к самым низким и наименее дренированным поверхностям, которые служат очагами местного солесбора. Солончаки – почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Объединяющими признаками солончаков являются: высокое содержание в почво-грунтах легкорастворимых солей, максимум которых находится в верхних горизонтах; слабая дифференциация профиля на генетические горизонты.

На описываемой территории выделены следующие подтипы солончаков: типичные, луговые приморские, маршевые и примитивные приморские, соровые. На месторождении значительная часть солончаков подвержена техногенному воздействию.

Солончаки типичные (корково-пухлые). Солончаки типичные встречаются главным образом в комплексах с бурыми почвами. Формирование их происходит на засоленных породах с относительно низким залеганием сильноминерализованных грунтовых вод (2-6 м), уровень которых меняется в зависимости от сезонов года. Растительный покров представлен солевыносливыми видами: сарсазаном и однолетними солянками. Дифференциация почвенного профиля на генетические горизонты слабая, что связано с высокой концентрацией солей в почве и неблагоприятными условиями накопления и разложения органических веществ. Поверхность трещиноватая, покрыта солевой корочкой, мощностью до 1-2 см, под которой идет рыхлый, наполненный кристаллами солей горизонт, мощностью 17-20 см буровато-серого цвета. Ниже этого горизонта, в зависимости от глубины залегания почвообразующей породы, могут выделяться еще несколько слоев различного механического состава, цвета, сложения, в толще которых ясно прослеживаются соли в виде легких прожилок, крапинок, гнезд. По содержанию гумуса солончаки типичные относятся к низкообеспеченным почвам. В верхнем гумусовом горизонте его количество составляет 0,2-0,9%. Количество валовых форм азота и фосфора также незначительно и составляет соответственно 0,011-0,080% и 0,06-0,15%.

Описываемые почвы карбонатные, вскипание от 10% соляной кислоты с поверхности и по всему профилю очень бурное.

Солончаки типичные характеризуются очень сильной степенью засоления по всей почвенной толще. Максимум скопления солей отмечается в солевой корочке 0-2 см и составляет 1,698-8,480% при хлоридном типе и 3,31-10,18% при сульфатно-хлоридном. В нижележащем горизонте содержание солей составляет соответственно 1,58-4,56% и 2,42-3,94%. Механический состав характеризуемых солончаков разнообразен: от песчаного до тяжелосуглинистого.

Солончаки луговые приморские. Солончаки приморские выделяются узкой полосой вблизи побережья Каспийского моря, занимая нижнюю приморскую террасу (шифр 3 на почвенной карте).

Почвы формируются на слоистых морских отложениях с преобладанием ракушечниковых песков и супесей при близком 0,2-2,0 м залегании сильноминерализованных (более 150 г/л) грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава. Растительный покров сильно изрежен и представлен солеросом, сарсазаном и однолетними солянками. Приморские солончаки относительно молодые почвы. Профиль их слабо сформирован, поэтому дифференциация на генетические горизонты проявляется очень слабо. Сверху выделяется солевая корочка, мощностью до 4



см и под ней – слабогумусированный слой мощностью 25-31 см, слабоуплотненный, бесструктурный, с точками и прожилками воднорастворимых солей, который подразделяется на верхний – светло-серой окраски и нижний – с еле заметным серым оттенком. Ниже этих горизонтов могут выделяться несколько суглинистых слоев буровато-сизого или красно-бурого цвета с ржавыми пятнами, с максимальным скоплением воднорастворимых солей, часто гипса, с включением битого ракушечника, щебня. Для этих почв характерна высокая увлажненность всего профиля. С глубиной увеличивается количество ржавых пятен, серый цвет уступает ржаво-сизому. Содержание гумуса в верхнем горизонте колеблется в широких пределах - от 0,1 до 1,7%. Описываемые почвы карбонатны по всему профилю. Максимальное содержание CO₂ наблюдается в верхнем горизонте (2,2-13,5%). С глубиной количество карбонатов обычно уменьшается. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная (рН – 7,8-9,3). Результаты анализа водной вытяжки показывают высокое содержание водно-растворимых солей уже в верхнем горизонте, где величина плотного остатка составляет 0,840-4,023%. Максимальное засоление отмечается в солевой корочке (0-2 см) – 1,652-22,420%. Тип засоления по анионам в основном сульфатно-хлоридный с участием соды, реже хлоридно-сульфатный или хлоридный; по катионам – натриевый и кальциево-натриевый. Верхние горизонты сравнительно легкие (супесчаные и песчаные), ниже по профилю чаще отмечаются слои различных суглинков.

Солончаки маршевые. Солончаки приморские маршевые – самые молодые почвы. Они занимают переходную зону между примитивными приморскими солончаками и песчано-илистыми донными отложениями Каспийского моря. Профиль почв еще слабо сформирован, оглеен и засолен, морские наносы слоистые с ракушечником. Периодически почвы при нагонных явлениях подвергаются затоплению. В молодых маршевых почвах гумуса содержится до 0,5%. Возможно, он является остаточным от морской фауны и флоры. Супесчаные горизонты, перемешанные с ракушкой, более гумусированы, чем песчаные. Профиль маршевых почв засолен, засоление обусловлено сильной минерализацией морской воды.

Солончаки примитивные приморские. Занимают переходную зону между луговыми приморскими и маршевыми солончаками. Почвообразующими породами служат засоленные слоистые морские отложения различного мехсостава с включениями и прослоями ракушечника. Благодаря избыточному увлажнению, морские наносы сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской – от ржаво-бурых тонов до сизовато-зеленых.

Гумусированность солончаков очень низкая, около 0,3-0,5%. Почвы карбонатные, содержание CO₂ составляет от 6 до 10%. Тип засоления верхнего горизонта хлоридно-сульфатный, иногда с участием соды, сульфатно-хлоридный и хлоридный. Величина плотного остатка изменяется от 1,129 до 2,575%, степень засоления очень сильная. С глубиной засоление увеличивается. По гранулометрическому составу описываемые почвы супесчаные и песчаные. В профиле наблюдается слоистость с большим включением ракушек. Солончаки примитивные по своим свойствам являются непригодными к использованию в сельскохозяйственном производстве.

Солончаки соровые. Солончаки соровые получили широкое распространение и встречаются повсеместно как однородными контурами, так и в комплексе с другими почвами. Формируются по днищам периодически пересыхающих озер, обширным



сиффузионным понижениям, котловинам и депрессиям. Поверхность почв практически лишена высшей растительности, изредка встречаются единичные куртинки сарсазана. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля. Интенсивное летнее испарение при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белоснежной солевой корки мощностью в несколько сантиметров, под которой залегает бесструктурная влажная вязкая масса, насыщенная солями. Нижние горизонты солончаков соровых имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительными. Данные солончаки почти не затронуты процессами почвообразования. Наличие гумуса (0,2-0,6%) и других питательных веществ объясняется здесь привнесением гумусовых частиц с окружающей территории путем намыва, навевания. Описываемые солончаки засолены в очень сильной степени. Величина плотного остатка в верхнем горизонте варьирует от 2,384 до 19,931%, с глубиной несколько уменьшается. Тип засоления хлоридный и сульфатно-хлоридный с участием соды по анионам, натриевый, калиево-натриевый – по катионам. По механическому составу выделены соровые солончаки суглинистые и супесчаные.

Солончаки типичные и соровые антропогенно-нарушенные (техногенно-нарушенные). Образование этих почв вызвано сильными механическими нарушениями и химическим загрязнением при ведении добычи нефти. Механические нарушения связаны главным образом с бурением скважин, строительством технологических объектов, автодорог, ЛЭП, других объектов инфраструктуры. Техногенные нарушения отчасти обусловлены спецификой природных условий региона, вызывающих необходимость строительства насыпных автодорог и прокладки трубопроводов над земной поверхностью.

Пески эоловые мелкобугристые слабозакрепленные. Сформировались на мелкобугристой эоловой равнине узкой полосой вдоль современной береговой линии Каспийского моря. Для этого типа песков характерно чередование бугров с котловинными и выровненными пространствами. Растительный покров образован изреженными еркеково-полынными, еркеково-разнотравными с эфемерами сообществами. Профиль песков слабодифференцирован, однороден по окраске и механическому составу, сложение всего профиля рыхлое. С поверхности выделяется слабоокрашенный гумусовый горизонт А, содержание гумуса в пределах 0,2-0,4%. Вскипание от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности и по всему профилю. Реакция почвенного раствора в основном щелочная по всему профилю (8,2-8,8)

2.7 Современное состояние растительности

Растительный покров месторождения Каражанбас сформирован в жестких природных условиях северных пустынь – засушливого климата с резкими колебаниями температуры, большого дефицита влажности, высокого уровня засоленности почв и характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры, низким уровнем биологического разнообразия. Современный растительный покров территории отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Для этих условий характерна ксерогалофитная растительность из сочных многолетних (сарсазан, поташник) и однолетних (сведы высокая, заостренная, климакоптера мясистая, солянки натронная,



Паульсена, олиственная, солерос европейский, галимокнемисы твердоплодный, Карелина, лебеда татарская) солянок. Практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением соровых понижений, поверхность которых оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и Збогуж-осенние однолетние солянки. В центральной части территории месторождения среди сарсазанников распространены сообщества полыни однопестичной – полынно-солянковое, полынно-эфемеровое, полынно-солянково-эфемеровое, приуроченные к повышенным элементам рельефа с серо-бурыми засоленными супесчаными почвами. Местами в травостое отмечается полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), а на разбитых участках полынь метельчатая (*Artemisia scoparia*). Полынь белоземельная обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных.

По микрозападинам с небольшим дополнительным увлажнением полынь однопестичная образует полынно-злаковое сообщество с ажреком и пыреем ломким (*Agropyron fragile*). Здесь же единично встречается жантак.

К северу и югу от центральной части территории месторождения на легких серо-бурых почвах повышенных равнин преобладают сообщества полыни белоземельной – белоземельнополынно – эфемеровое, белоземельнополынно – еркековое, белоземельнополынно – еркеково – изеневое. Флористический состав насчитывает 12-15 видов растений, в том числе отмечена ядовитая для скота сочная солянка – ежовник безлистный или итсигек (*Anabasis aphylla*), а в южной части – тоже ядовитый сорняк – гармала обыкновенная или адраспан (*Peganum harmala*).

Восточнее АГРС-3 на небольшом песчаном массиве распространены сбитые полынно-еркеково-адраспановое и полынно-эфемерово-солянковое сообщества с преобладанием в травостое полыней песчаной (*Artemisia arenaria*) и метельчатой. Обе полыни являются показателями сбоя.

На приморской части в зоне сгонно-нагонных явлений в условиях близкого залегания грунтовых вод и периодического затопления видовой состав сообществ сарсазана несколько отличается: заметно участие мезогалофильных злаков – ажрека или прибрежницы солончаковой (*Aeluropus litoralis*) и бескильницы расставленной (*Puccinella distans*), преобладают другие виды кермеков – кермек Гмелина и кермек каспийский (*Limonium Gmelinii*, *L. caspium*), много однолетней солянки солероса европейского (*Salicornia europea*), который является пионером зарастания свежих обнажений дна моря и формирует разреженные, неустойчивые, кратковременно существующие (1-5 лет) группировки с единичным участием сведы заостренной, солянки натронной, лебеды татарской. На более поздних стадиях зарастания это солеросовое, солеросово-кермековое, бескильницево-кермеково-солеросовое сообщества с невысоким проективным покрытием (20-40%) и низкой, неустойчивой по годам урожайностью 0,5-2,5 ц/га сухой массы.

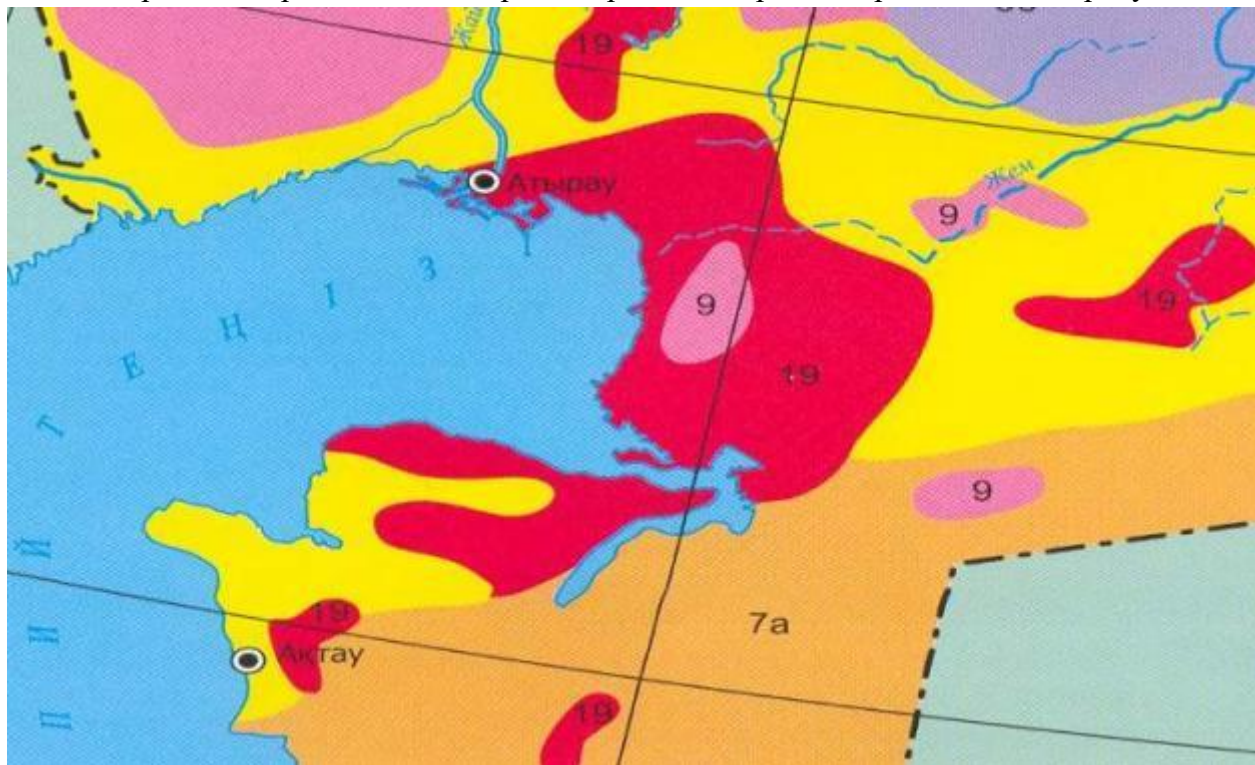
Чуть дальше от берега распространены сарсазановые, местами с солянками, бескильницей и ажреком, сарсазаново-солеросовое и кермеково-сарсазановое сообщества. Среди них встречаются мелкие пятна солероса и ажрека, а по повышениям на почвах легкого мехсостава – верблюжьей колючки обыкновенной или жантака (*Alhagi pseudoalhagi*). Изредка отмечаются невысокие кусты тамариска – гребенщика



многоветвистого (*Tamarix ramosissima*). Проективное покрытие почвы растительностью в этих сообществах составляет 40-60%, средняя высота растений 10-25 см, ярус кермека Гмелина – 50-70 см.

Прибрежно-водная растительность сгонно-нагонной полосы представляет собой сочетание полупогруженных и наземных зарослей тростника с нижним ярусом погружено-водной травянистой растительности в воде (взморник малый – *Zostera minor*, рдест гребенчатый – *Potamogeton pectinatus*, уруть колосовая – *Myriophyllum spicatum*, роголистник погруженный – *Ceratophyllum demersum* и др.), солероса на суше и наносами взморника в прибойной полосе.

Карта-схема растительности рассматриваемого района представлена на рисунке 2.7.



- 6б – Пустынные с участием дерновинных злаков (северные) пустыни с полянью белоземельной.
 7а – Солянковые, поленные (средние) пустыни с биоргуном, с полянью белоземельной.
 9 – Кустарниковые (жугзуновы, песчано-акациевые), песчаные пустыни.
 19 – Солянковая, галафитно-полукустарничковая и галофитно-злаковая растительность солончаков и солонцов в степной и пустынной зонах.

Рисунок 2.4 – Карта-схема растительности полуострова

2.8 Современное состояние животного мира

Животный мир рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер.

Наземные позвоночные представлены 30 видами млекопитающих, 223 видами птиц, 15 видами пресмыкающихся и одним видом земноводных. В прибрежных стациях гнездится 40 видов пернатых водно-болотного комплекса.

Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники – лисица, корсак. Степные виды практически отсутствуют, за исключением степного хорька. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми стациями, являющимися местом гнездования,



кормления для многих видов пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих.

На территории месторождения Каражанбас можно выделить 5 ландшафтно-экологических участков различающихся по характеру фауны, степени и типу антропогенного воздействия. Наиболее ценным в фаунистическом отношении является прибрежный участок, где сосредоточены места гнездования пернатых, кормные станции и территория, используемая пернатыми в период сезонных миграций. Через эту территорию проходит миграция большинства редких и ценных видов пернатых. Здесь обитает и большинство видов хищников, свойственных региону. Особенно многочисленны пресмыкающиеся – представители семейства Ужи.

Достаточно многообразен по составу фауны юг, юго-восток, юго-запад территории Каражанбас, и некоторые участки центральной части нефтепромысла. Здесь с большой плотностью популяции обитают грызуны, являющиеся основой трофических связей в пустынной зоне. Встречаются хищники, пресмыкающиеся и пернатые.

Северная часть территории значительно менее населена грызунами, что объясняется недостаточностью кормовой базы и характером субстрата. Встречаются пресмыкающиеся, в основном это черепахи, круглоголовки и агамы. В небольшом количестве здесь обитают мелкие пернатые, представители воробьиных. Часть территории, занятая жилыми и административными сооружениями, заселена синантропными представителями пернатых и грызунами, в основном большой песчанкой.

Класс млекопитающие. Млекопитающие, обитающие на территории промысла Каражанбас, представлены не менее чем 30 видами, объединёнными в 12 семейств. Наибольшее количество видов млекопитающих относятся к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам. Основным фоновым видом является большая песчанка.

Насекомоядные, семейство ежевые, представлено видом *ушастый ёж (Erinaceus auritus)*. Представители этого вида встречается по северо-восточной, южной, юго-западной части территории месторождения Каражанбас, за исключением солончаков и сорových понижений. Другой представитель насекомоядных – малая белозубка (*Crocidura suaveolens*) – распространён на территории, окружающей нефтепромысел.

Рукокрылые, семейство *гладконосые рукокрылые*, представлено видами: *усатая ночница – (Myotis mystacinus)* и *серый ушан (Plekotus austriacus)*. Единичные особи вида *двухцветный кожан (Vespertilio murinus)* обитает по побережью в районе водозабора.

Отряд хищные, семейство псовые, представлено 3 видами. По побережью, в тростниковых зарослях, а также с севера и юго-востока территории встречается *волк – (Canis lupus)*. Волк – вид, предпочитающий селиться в пойменно-тугайных биотопах, в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. *Корсак – (Vulpes corsac)* распространён на территории Каражанбас с южной, юго-западной, юго-восточной и северо-восточной стороны, по периферической части. *Лисица (ulpes vulpes)* – обитает на полупустынных участках с юга и юго-востока от месторождения, на западе по побережью и к северу от ГЗУ-27, на малоосвоенной территории. Встречается лисица в центральной части территории к востоку от АГРЭС-ПТВ. Лисица и корсак переносят ряд заболеваний: бешенство, чуму плотоядных, сибирскую язву.

Семейство куньи представлено следующими видами, преимущественно населяющими околородные станции. *Ласка (Mustela nivalis)* и *стенной хорёк (Mustela*



eversmanni) –хищные зверьки, питающиеся грызунами, мелкими пернатыми и пресмыкающимися. Сосредоточены в основном со стороны побережья.

Семейство тюленых представлено *Каспийским тюленем (Phoca caspica)*.

Отряд парнокопытные, семейство полорогие представлено *сайгой (Saiga tatarica)*. Следы сайги, небольших групп по 2-3 особи, встречаются на большом солончаке к юго-востоку от ГЗУ-30.

Отряд грызуны. Семейство ложнотушканчиковые представлено 3-мя видами. Численность представителей невысока и колеблется от 3 до 10 особей на 10 км маршрута при ночных наблюдениях. Обитают они в основном на севере, западе, и северо-западе территории Каражанбас. Один из фоновых видов *малый тушканчик – (Allactaga elater)* в основном сосредоточен по северной, периферической части месторождения. *Большой тушканчик (Allactaga major)* и *тушканчик прыгун (Allactaga sibirica)* обитают на участках полупустынного характера. *Емуранчик (Stylodipus telum)* селится в мелкобугристом рельефе, в западной части месторождения Каражанбас. *Мохноногий тушканчик (Dipus sagitta)* обитает на территории с задернованными почвами на северной и северо-западной, малоосвоенной части территории.

Хомяковые представлены следующими видами: *серый хомячок (Cricetulus migratorius)* в небольшом количестве распространён по периферической малоосвоенной части территории с юга. *Обыкновенная полёвка (Microtus arvalis)* обитает в биотопах расположенных со стороны побережья Каспия.

Семейство песчанковые. *Большая песчанка (Rhombomys opimus)* – широко распространённый грызун, живущий колониями. Этот вид является основным фоновым видом млекопитающих на территории Каражанбас. Грызуны активны в дневной период в течении всего года. Численность большой песчанки достигает среднего уровня на юго-востоке территории месторождения, к юго-востоку от ГЗУ-30. По краю сора, на глинисто-песчаных, мелкобугристых возвышениях, богатых солянкой, располагаются до 5 колоний на 1000 м маршрута. Все колонии обитаемы. По 5-7 грызунов на каждой колонии, активно заготавливают корм. В центральной части территории месторождения, к востоку от АГРЭС ПТВ, численность большой песчанки очень высока. Поселения грызунов имеют сплошной характер, среднее количество достигает 30-40 особей на 1000 м маршрута и более 100 особей на гектар. Незаселёнными остаются только участки солончаков. Северная часть территории Каражанбас заселена *Большой песчанкой* с невысокой плотностью. Грызуны заселяют техногенные насыпи и бугры, поросшие солянками с количеством грызунов 1-3 особей в колонии, при числе колоний 1-3 на 1000 м маршрута. Единичные песчанки заселяют песчаные насыпи и борта дорог и к югу от ГЗУ-8ПТВ. Большая песчанка является основным переносчиком чумы и ряда иных заболеваний человека и животных. *Гребенщикова песчанка (Meriones tamariscinus)* селится по пескам, берегам временных водоёмов, тяготеет к кустарникам гребенщика. *Краснохвостая песчанка (Meriones libycus)* обитает в эфемероидных всхолмлённых пустынях с плотными почвами и по закреплённым пескам.

Семейство мышинные представлено видами *домовая мышь (Mus musculus)* и *серая крыса (Rattus norvegicus)* которые встречаются в районе жилых городков, в бытовых строениях, на территории складов, хозпостройках и на прилегающих окультуренных участках. Эти грызуны могут завозиться в жилища и административные здания при



транспортировке продуктов и иных грузов. Численность домовый мыши на локальных участках составляет 10-30 особей.

Отряд зайцеобразные, семейство зайцы представлено видом *толай* (*Lepus tolai*). Обитает по юго-востоку и югу территории месторождения к югу от ГУ-30, ЦИТС и УКС-ЭНЕРГО, к востоку от АГРЭС ПТВ. Средняя численность толая – 2-3 особи на 1000 га. Переносит ряд заболеваний: чуму, туляремию, пастереллёз и т.д.

Класс пернатые. Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать до 230 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых территории месторождения Каражанбас обеднена в видовом отношении. Из наземных пернатых гнездится 17 видов: 2 вида хищных, 2 вида куликов, 1 вид сов и 12 видов воробьиных. В антропогенных ландшафтах, среди жилых и хозяйственных построек обитает 6 синантропных видов: сизый голубь, домовый сыч, угод, полевой и домовый воробей, деревенская ласточка. Численность представителей этих видов колеблется от 1-2 до 10-12 особей на 1 км маршрута. Плотность населения птиц в южной части месторождения, в ландшафтах умеренной антропогенной трансформации в среднем составляет 7 птиц на 1 км маршрута. Наиболее многочисленны здесь *жаворонки, каменки и зелёные щурки*. Зелёные щурки здесь гнездятся в норах на насыпях, или по бортам глубокой автоколей и встречаются в количестве 2-4 на километр маршрута. К юго-востоку от ГЗУ-30, по краю сора, встречен *полевой конёк*. Здесь же на 1 километр маршрута встречается до 6 особей *каменок*.

В северной части месторождения концентрируются стаи чаек, в основном серебристых, насчитывающих до 200 особей. К северу от ГЗУ 1 ПТВ встречаются *деревенские ласточки, каменка-плясунья и крачки*. Деревенские ласточки наряду с каменками и зелёной щуркой являются основными фоновыми видами для этой части территории Каражанбас.

По прибрежной части территории Каражанбас гнездится не менее 40 видов птиц. В том числе: *большая поганка, большой баклан*, из утиных – *серая утка, чирок-трескунок, широконоска и красноносый нырок*. Хищные представлены *коришном, пустельгой и камышовым лунём*. Встречаются *лысухи, многочисленны серебристые чайки*. На отмелях обычно встречается до 5 видов крачек. Тростники, вдоль береговой линии, населяют *камышевка широкохвостка, индийская, тростниковая, болотная и дроздовидная камышевки*. На мелководье, вдоль береговой линии – *обычный морской и каспийский зуйки, ходулочник, шилоклювка, травник, чибис, кулик-сорока*. Из редких птиц обитает *черноголовый хохотун*.

На зимовке встречается 8 видов, это *сизый голубь, филин, домовый сыч, хохлатый, черный и рогатый жаворонки, полевой и домовый воробьи*. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет водоплавающих, вороновых, некоторых вьюрковых и овсянок.

Значительная часть центра промыслов Каражанбас подвержена значительному техногенному воздействию. Фауна или практически отсутствует или видовое разнообразие снижено до 1-3 видов.

Класс пресмыкающиеся и класс земноводные. *Пресмыкающееся из семейства сухопутные черепахи – среднеазиатская черепаха (Agrionemys horsfieldi) – встречается в*



районе к северу от ГЗУ-26, ГЗУ-27 на песчаных и глинистых опустыненных участках. Численность черепах невысока и представлена единицами на 1000 га.

Семейство Агамовые. Распространённый на территории месторождения Каражанбас вид *стенная агама* (*Agama sanguinolenta*) обитает в различных типах пустынь. Встречается в центральной части территории к востоку от АГРЭС ПТВ. Численность – 1 особь на гектар. Более многочисленна *такырная круглоголовка* (*Phrinocephales helioscopus*) – субэндемик Средней Азии. Это пустынный и полупустынный вид, обитающий по такырам и на глинистых пустынных участках к северу от ГЗУ-27, к северо-востоку от ГЗУ-5 ПТВ, к юго-востоку от ГЗУ-30. *Ушастая круглоголовка* (*Phrinocephales mystaceus*) крайне редка на обследованной территории.

Семейство Гекконовые – *цинковый геккон* (*Teratoscincus scincus*) – живёт в песчаных слабо закреплённых массивах. *Геккончик пискливый* (*Alsophylax pipiens*), *Каспийский геккон*, *Серый геккон* (*Tenuidactylus russowi*) – эндемики Средней Азии – встречаются в пустынях, культурных ландшафтах. Средняя численность 1-3 особи на га.

Представители семейства ящерицы – *быстрая ящурка* (*Eremias velox*) с высокой плотностью (10-15 особей на га) встречаются в районе к востоку от АГРС ПТВ. *Разноцветная ящурка* (*Eremias arguta*) – субэндемик, а *средняя ящурка* (*Eremias intermedia*) – эндемик Средней Азии, обитают по югу месторождения Каражанбас. Численность колеблется от 1 до 5 особей на га. В антропогенных и техногенных ландшафтах, на основной части территории, практически не встречаются.

Семейство ужи. Представители этого семейства на территории Каражанбас с высокой плотностью встречаются в прибрежной зоне промысла. Вдоль береговой линии Каспия встречается *водяной уж* (*Natrix tessellata*), численность которого составляет в среднем 2-3 особи на 1 км маршрута. Водяные ужи откладывают яйца в норы песчанок, по южным и юго-западным бортам насыпей и дамб на побережье. На таких участках численность может достигать 10 и более ужей на 1 км. На опустыненной территории, в плотных песках, обитает *поперечнополосатый полоз* (*Coluber karelini*) и *узорчатый полоз* (*Elaphe dione*). *Стрела-змея* (*Psammphis lineolatum*) живёт в закреплённых и полужакокреплённых песках, глинистых и лёссовых участках. Ядовита для мелких животных, для человека безвредна.

Семейство гадюки и семейство ямкоголовые представлены видом *стенная гадюка* (*Vipera berus*) – очень редка на всей территории и практически не встречается в антропогенных ландшафтах, предпочитает болотистые понижения. В более засушливых биотопах встречается обыкновенный *щитомордник* (*Agkistrodon halys*) – распространён в местности с участками глинистой, лёссовой почвы и очень редок в окультуренном ландшафте.

Класс земноводные, семейство жабы, представлено одним видом *зелёная жаба* (*Bufo viridis*). Зелёная жаба распространена по территории, прилегающей к искусственным водоёмам – отстойникам и в местах, где имеются временные, пересыхающие водоёмы. На искусственных водоёмах, в период размножения, встречается до нескольких десятков представителей этого вида.

Энтомофауна территории и бентофауна прибрежной зоны. Энтомофауна территории Каражанбас обеднена. Паукообразные представлены видом *Аргиопа лоббата*, обитающими на западе, юге и юго-востоке территории. Аргиопы встречены в районе ГУ-30, БКУ и в 2-х км к югу от очистных сооружений. Численность – от 1 до 5 особей на



километр маршрута. Встречается обычно по 3-5 особей, удалённых одна от другой на расстояние 10-30 метров. С наибольшей плотностью *аргиона* заселяет западную часть территории нефтепромысла. Наибольшее значение для человека имеют ядовитые паукообразные – *фаланга*, *скорпион*, *каракурт* и *тарантул*, обитающие по периферической части южной и северной части нефтепромыслов.

Фаланга – паукообразное, способное болезненно укусить человека и вызвать опасное отравление путем занесения трупного яда в месте укуса. *Каракурт* – чёрный паук (самка) средних размеров до 1,7 см. В окраске молодых самок присутствуют мелкие красные пятна. Это наиболее ядовитый из всех видов пауков. Яд – нейротоксин, может вызвать тяжелое отравление, иногда со смертельным исходом. Каракурт населяет участки с полынной растительностью. Определить местонахождение этого вида можно по беспорядочно переплетённым нитям паутины. В северной и южной периферических частях месторождения, на территориях поросших полынью, возможны встречи пауков этого вида.

Тарантул (род *Lycosa*) – менее ядовитый крупный паук, селящийся в норах. Выходит на поверхность в тёмное время суток. Укус болезненный, но, по степени ядовитости, сходен с укусом крупной осы. Может встречаться в южной и северной частях территории промысла.

Скорпионы (род *Buthus*) – ядовитые паукообразные, могущие заселять южную и северную периферию территории нефтепромыслов. Укус скорпиона болезненный, может вызвать сильную опухоль. Смертельные исходы редки. Скорпионы активны в ночное время, днём прячутся под камнями и другими укрытиями.

Из представителей прямокрылых, по периферии месторождения, встречаются единичные особи *кобылок*. Стрекозы представлены тремя видами и сравнительно многочисленны – до 3-4 особей на гектар. Чешуекрылые малочисленны.

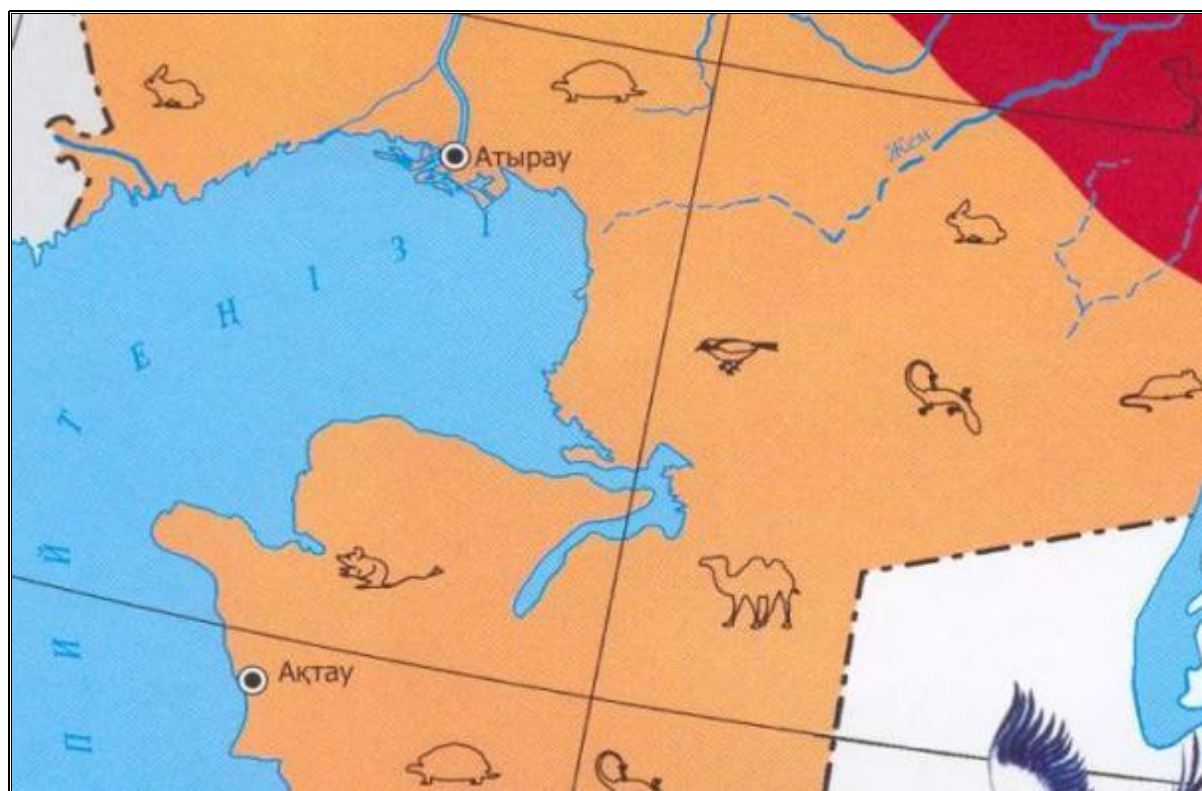
Наиболее широко распространены перепончатокрылые. Крупные *помпилы*, (охотящиеся на пауков) обитают в количестве 1-2 особи на гектар по югу, юго-востоку территории. Встречается несколько видов *муравьёв*.

В составе бентоса Северного Каспия насчитывается 90 видов ракообразных, пластинчатожаберных моллюсков, многощетинковых червей. Кроме того, это малощетинковые черви, турбеллярии, нематоды, пиявки, морские и пресноводные гастроподы и хирономиды. Наибольшее видовое разнообразие в группе ракообразных – 60 видов, пластинчатожаберные моллюски – 20 видов, многощетинковые черви – 5 видов.

К наиболее массовым видам относятся моллюски: *Adacna vitrea*, *Monodacna edentula*, *Dreissena polymorpha*, *Syndemya ovata*; ракообразные: *Corophium nobile*, *Corophium curvispinum*, *Schizorhynchus bilamellatus*, *Stenocuma graciloides*, *Pterocuma sowinskyi*, *Stenogammarus similis*; черви: *Hipaniola kowalevskii*, *Hipania invalida* и *grynnia олигохет*.

Биомасса ракообразных состоит в основном из гаммарид. По последним данным к преобладающим видам бентофауны следует отнести моллюсков *Hypanis vitrea*, *Hypanis angusticostata*, *Dreissena polymorpha*, группу *Oligohaetea*, *Nereis diversicolor*, *Ampharetidae*, из ракообразных – группу крофид. Реже встречались *Gastropoda*, *Rhitroponopeus*, *harrisii*, *Balanus improvisus*. В естественных сообществах Северного Каспия моллюски встречаются с плотностью 474 особи на кв. м, вес – 10,14 г. на кв. м, черви – 1240 особей на кв. м, вес – 2,55 г на кв. м, ракообразные – 4067 особей на кв. м, вес – 5,51 г на кв. м.






 - Фауна Арало-Каспийских пустынь - ушастый ёж, белозубки, (карликовая и малая) пегий пугорак, джейран, тушканчики, песчанки, перевязка, каменки, жаворонки дрофа, гекон.

Рисунок 2.5– Карта-схема животного мира

Таблица 2.5- Характер пребывания некоторых видов редких птиц, встречающихся в районе проектируемого объекта и прилегающих территориях

Вид	Категория статуса	Характер пребывания		Численность	
		SW		SW	
1. Розовый пеликан - <i>Pelecanus onocrotalus</i>	I	-		-	
2. Кудрявый пеликан - <i>Pelecanus crispus</i>	II	-		-	
3. Малая белая цапля - <i>Egretta garzetta</i>	III	TM		rr	
4. Колпица - <i>Platalea leucorodia</i>	II	TM		ac	
5. Каравайка - <i>Plegadis falcinellus</i>	II	TM		ac	
6. Фламинго - <i>Phoenicopterus roseus (ruber)</i>	II	BM		rr	
7. Лебедь-кликун - <i>Cygnus cygnus</i>	II	WV		rr	
8. Белоглазая чернеть - <i>Aythya nyroca</i>	III	TM		ac	
9. Скопа - <i>Pandion haliaeetus</i>	I	TM		rr	
10. Змеяед - <i>Circaetus ferox</i>	II	BM		rr	
11. Степной орел - <i>Aquila rapax (nipalensis)</i>	V	BM		rr	
12. Огильник - <i>Aquila heliaca</i>	III	BM		rr	
13. Беркут - <i>Aquila chrisaetos</i>	III	WV		rr	
14. Орлан-белохвост - <i>Haliaeetus albicilla</i>	II	WV		ac	
15. Балобан - <i>Falco cherrug</i>	I	RS		rr	
16. Журавль-красавка - <i>Anthropoides virgo</i>	V	-		-	
17. Султанка - <i>Porphyrio porphyrio</i>	II	WV		ac	
18. Дрофа - <i>Otis tarda</i>	I	TM		ac	
19. Джек - <i>Chlamydotis undulata</i>	II	BM		cm	
20. Черноголовый хохотун - <i>Larus ichthyaetus</i>	II	BM		ac	



Вид	Категория статуса	Характер пребывания		Численность	
		SW		SW	
21.Чернобрюхий рябок- <i>Pterocles orientalis</i>	III	Bm		cm	
22.Саджа - <i>Syrhaptes paradoxus</i>	IV	BM		rr	
23.Филин - <i>Bubo bubo</i>	II	RS		rr	

SW - Юго-западный регион Мангистауская область)

Характер пребывания: RS – гнездящийся, оседлый; BM – гнездящийся, перелетный; TM – пролетный; WV – зимующий; VG - залетный
 Численность: ab – многочисленный; cm – обычный; rr – редкий; ac – случайный.

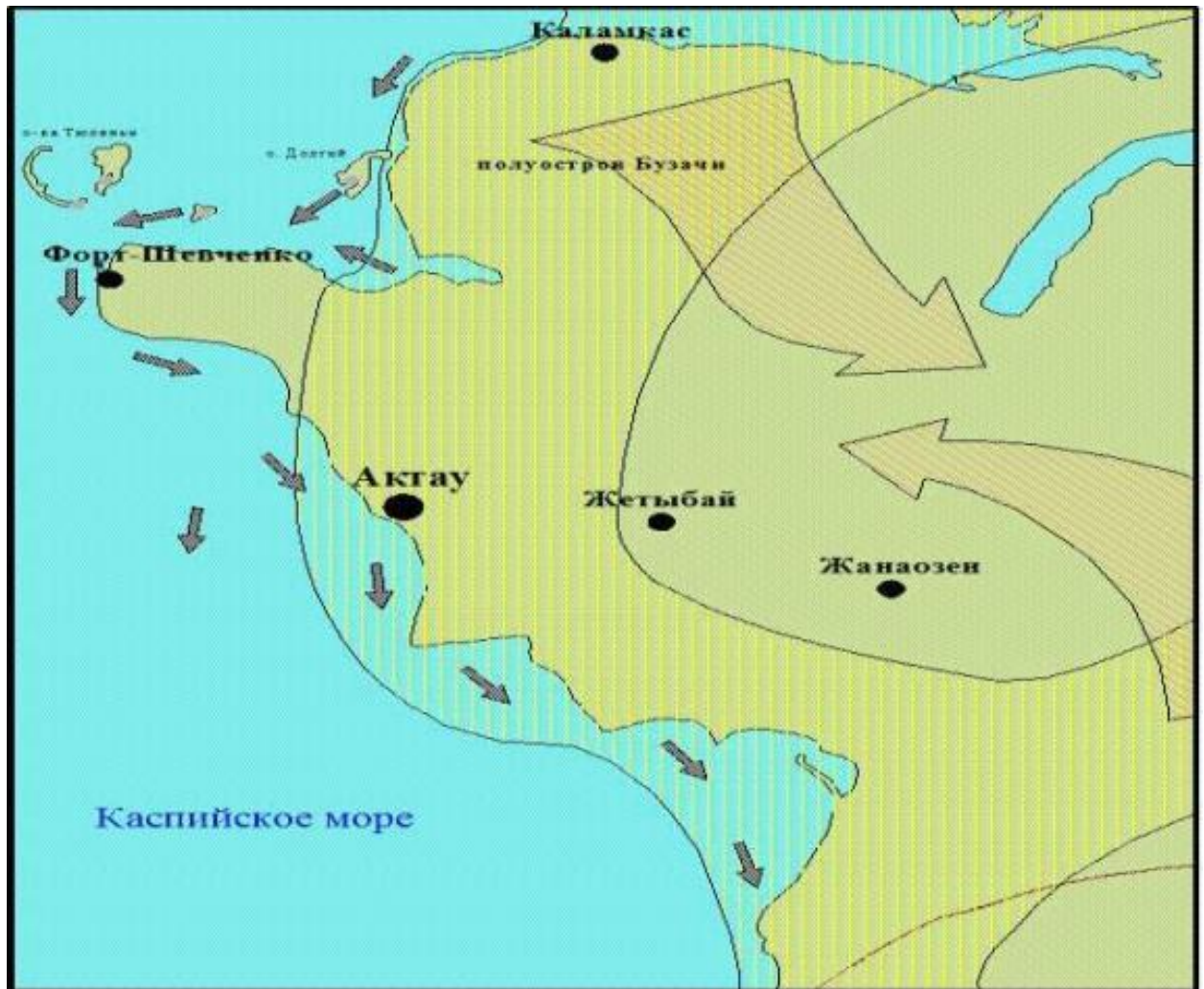


Рисунок 2.6 - Основные миграционные пути птиц, тюленей, сайги



3. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

3.1 Социально - экономическое положение

Рассматриваемая площадь работ находится на территории Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана.

Мангистауская область - промышленный регион, здесь добывают 25% нефти Казахстана, почти 20 млн. тонн нефти. Здесь проходит нефтепровод Актау — Жетыбай — Узень.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море и основан в 1963 году. В городе проживает около 187,7 тыс. человек или почти 48% всего населения области. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2693 км.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В настоящее время Мангистауская область – один из динамично развивающихся регионов Казахстана.

Об итогах социально-экономического развития Мангистауской области за январь –июнь 2021 года.

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2021г. составили 155370 тенге. По сравнению с I кварталом 2020г. номинальный доход увеличился на 5%, реальный доход уменьшился на 3,1%.

Статистика труда и занятости

Численность безработных по оценке в I квартале 2021г. составила 16,9 тыс. человек, уровень безработицы составил 4,9% к рабочей силе (экономически активное население). Численность граждан, состоящих на учете в органах занятости в качестве безработных, на конец июня 2021г. составила 10318 человек, доля зарегистрированных безработных в численности экономически активно-го населения составила 3%.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника в I квартале 2021г. составила 344329 тенге, по сравнению с соответствующим кварталом 2020г. увеличилась на 6,4%, индекс реальной заработной платы составил 98,2%.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в июне 2021г. по сравнению с декабрем 2020г. составил 105,7%. Цены на продовольственные товары увеличились - на 7,5%, непродовольственные



товары - на 4,2%, платные услуги - на 4,8%. Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июне 2021г. по сравнению с декабрем 2020г. повысились - на 35,9%.

Национальная экономика

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июне 2021г. по сравнению с аналогичным периодом увеличился на 6,4% и составил 256265,5 млн. тенге.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 июля 2021г. составило 15774 единицы, в том числе с численностью работников не более 100 человек - 15765 единиц. Количество действующих юридических лиц составило 11826 из них малые предприятия составляют 11784 единиц.

Количество действующих юридических лиц малого и среднего предпринимательства в области на 1 июля 2021г. составило 10189 единиц.

Торговля

Индекс физического объема по отрасли торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов) в январе-июне 2021г. составил 104,9%.

Объем розничной торговли за январь-июне 2021г. составил 96,4 млрд. тенге или 110,1% к уровню соответствующего периода 2020г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-июне 2021г. составил 92,8 млрд. тенге или 100,1% к уровню соответствующего периода 2020г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики

Объем промышленного производства в январе-июне 2021г. составил 1320452,7 млн. тенге в действующих ценах, индекс промышленного производства составил 94,1%. Индекс промышленного производства в горнодобывающей промышленности составил 92,3%.

Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-июне 2021г. составил 7169,9 млн. тенге, из него сельское хозяйство 6594,1 млн. тенге и индекс физического объема (ИФО) увеличилось на 3,2% к соответствующему периоду 2020г. и составила 103,2%.

Объем строительных работ (услуг) в январе-июне 2021г. составил 86984,5 млн. тенге, что больше на 21,1%, чем в январе-июне 2020г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» (транспорт и складирование) в январе-июне 2021г. составил 108,2%.

Объем грузооборота в январе-июне 2021г. по сравнению с январем-июнем 2020г. уменьшился на 23,8% и составил 6978,0 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота нетранспортными организациями и предпринимателями, занимающимися коммерческими перевозками).



Финансовая система

Финансовый результат крупных и средних предприятий за I квартал 2021г. сложился за счет прибыли в сумме 82,5 млрд. тенге, что в 4,3 раза выше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года. Уровень рентабельности составил 2,7%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 45,7%.

Кредитные вложения банков второго уровня в отрасли экономики на конец мая 2021г. составили 415 млрд. тенге. Удельный вес кредитов в иностранной валюте составил 5,6%. Депозиты физических лиц составили 303,9 млрд. тенге.

Таблица 3.1- Мониторинг основных социально-экономических показателей

	Январь-июнь 2021г.	Июнь 2021г.	Январь-июнь 2021г. к январю-июню 2020г., в %	Июнь 2021г. к июню 2020г., в %	Июнь 2021г. к маю 2021г., в %
Социально-демографические показатели					
Численность населения на конец периода, тыс. человек	728,3	...	102,9
Естественный прирост (убыль) населения, человек	7 775	...	111,4
Миграционный прирост (убыль), человек	827	...	43,1
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	153	22	99,4	100,0	84,6
Число выявленных носителей ВИЧ-инфекции, человек	23	4	121,1	100,0	66,7
Число зарегистрированных преступлений, случаев	2 115	293	94,7	84,7	95,8
Уровень преступности, %	29,0	-	91,8	-	-
Статистика уровня жизни					
Среднедушевой номинальный денежный доход (оценка, IV квартал 2020г.), тенге	155 370	...	105,0	...	102,0
Реальный денежный доход % (оценка, IV квартал 2020г.)	96,9	...	99,4
Величина прожиточного минимума, тенге	...	44 103	...	110,5	109,4
Статистика труда и занятости					
Численность зарегистрированных безработных на конец периода, человек	-	10 318	-	106,8	94,2
Доля зарегистрированных безработных, %	-	3,0	-	-	-
Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника, тенге (за I квартал 2021г.) ¹⁾	-	344 329	-	106,4	102,0
Индекс реальной заработной платы, % (за I квартал 2021г.) ¹⁾	-	-	-	98,2	99,4
Статистика цен					
Индекс потребительских цен, %	-	-	108,4	108,9	101,0
Индекс цен производителей промышленной продукции, %	-	-	160,1	173,6	101,8
Индекс цен в сельском хозяйстве, %	-	-	113,3	110,4	100,1
Индекс цен в строительстве, %	-	-	102,0	105,3	100,9
Индекс цен оптовых продаж, %	-	-	106,9	107,1	100,4
Индекс тарифов на услуги грузового транспорта, %	-	-	100,6	100,3	100,0
Индекс тарифов на услуги связи, %	-	-	100,0	100,0	100,0
Национальная экономика					
Валовой региональный продукт, млн. тенге (за январь-март 2021г.)	-	662 883,3	-	92,0	-
Инвестиции в основной капитал, млрд. тенге	256,3	40,2	106,4	81,3	80,5
Торговля					
Розничная торговля по всем каналам реализации, млрд. тенге	96,4	19,5	110,1	110,6	111,0
Реальный сектор экономики					



Объем промышленной продукции (товаров, услуг), млн. тенге	1 320 452,7	294 317,3	94,1	96,3	105,1
Объем валовой продукции сельского хозяйства, млн. тенге	7 169,9	2 054,3	103,2	103,5	226,0
Объем строительных работ, млн. тенге	86 984,5	31 524,5	121,1	147,5	в 2,4 раза
Перевозки грузов всеми видами транспорта, тыс. тонн	98 471,3	18 921,2	90,8	94,3	102,5
Грузооборот всех видов транспорта, млн. ткм	6 978,0	1 395,7	76,2	101,9	104,9
Объем услуг связи, млн. тенге	5 665,7	986,0	101,9	103,1	104,3
Финансовая система					
Депозиты населения на конец периода, млрд. тенге
Кредиты БВУ экономики и населения на конец периода, млрд. тенге

¹⁾ Без учета малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью.

Развитие туризма в регионе является одним из приоритетных направлений нашей экономики.

В рамках визита Премьер-Министра РК А. Мамина в ноябре 2020 года был дан старт 2 этапу развития курортной зоны, в рамках которой в течение двух лет предусматривается реализация крупных проектов Тетис Интернэшнл Хаб LTD (тематический парк, гольф-клуб, торговый центр, отели), VI group (строительство комплекса вилл и апартаментов) и корпорации «Vazis-A» (строительство курортно-гостиничного комплекса Aqualina Resort). В настоящее время с инвесторами продолжаются проектно-изыскательские работы, получены технические условия для обеспечения потребности энергоресурсов при строительстве. В целом, по отрасли туризма в регионе в период 2021-2024 годы запланирована реализация 12 проектов на общую сумму свыше 490 млрд тенге с созданием более 2500 тыс. рабочих мест.

1. Строительство комплекса (тематический парк, гольф-клуб, торговый центр, отели), Tethys International HUB LTD (1-й этап - 202,8 млрд тенге, 2-й этап – 113,9 млрд тенге, 1800 рабочих мест, ввод 1 этапа в 3 кв 2021 г., ввод 2 этапа в 2022 г.).

2. Строительство «Визит-центра» с гостиничным комплексом «Safari Hotel» в Каракиянском районе Частная компания «TETHYS INTERNATIONAL HUB LTD» (стоимость проекта 38,6 млрд.тенге, 200 рабочих мест,запуск в 4 кв 2021 года).

3. Строительство комплекса вилл и апартаментов, VI Group (стоимость проекта – 47 млрд тенге, 80 новых рабочих мест, ввод в эксплуатацию – июнь 2021 г.);

4. Строительство гостиничного комплекса «Double Tree by Hilton» 4* компания «VI Property» (стоимость проекта – 22 млрд тенге, 110 новых рабочих мест, ввод в эксплуатацию – в 2022 г.);

5. Строительство курортно-гостиничного комплекса Aqualina Resort, Корпорация «Vazis-A» (стоимость проекта 28 млрд тенге, 80 рабочих мест, запуск 1 этапа в 3 кв 2021 г., запуск 2 этапа в 2022 г.).

6. Расширение гостиничного комплекса «Достар» в г. Актау - ТОО «Достар Компани ЛТД» (стоимость проекта 400 млн тенге, 20 рабочих мест, 2-е полугодие);

7. Строительство визит-центра «Сартас» в Тупкараганском районе, ТОО «ЖЗ «Нефтемаш» (стоимость проекта - 248 млн тенге, 40 рабочих мест, 2-й квартал).

8. База отдыха «Фламинго Резорт». ТОО «Фламинго» (Стоимость проекта - 12,9 млрд тенге, рабочих мест – 290, период реализации 2020-2022 годы).



9. Оздоровительный комплекс «Нур». ТОО «СКР-Снаб». (Стоимость - 9,5 млрд тенге, рабочих мест — 240, период реализации 2019-2021 годы).

10. Отель «Assyl Aktau». ТОО «Assyl Aktau». (Стоимость проекта - 6 млрд тенге, рабочих мест – 130. Срок реализации — 2020-2022 годы).

11. Зона отдыха «Seaside Palace». ТОО «Каспиан Инвест Групп» (стоимость 2,1 млрд тенге. Рабочих мест — 90. срок реализации — 2020-2022 годы).

12. Строительство и эксплуатация оздоровительного комплекса в районе «Теплого пляжа» г. Актау, ТОО «Aktauborproduct» (стоимость проекта – 2 млрд тенге, рабочих мест – 55. Сроки реализации 2021-2024 гг.).

Утверждена Программа развития Мангистауской области на 2021-2025 годы
Принятая ранее программа, на 2016-2020 годы успешно завершена. Текущая разработана в новом формате в соответствии с поручением Главы государства. Учтены основные приоритеты развития региона, данные мониторинга текущей ситуации в социально-экономическом развитии региона, более того во внимание приняты результаты устного опроса жителей районов и городов. Программа охвачена тремя основными направлениями: «Рост экономики», «Комфортный и безопасный регион», «Обеспечение нового качества жизни». Первое направление предусматривает развитие устойчивой экономики и будет направлено на развитие и диверсификацию экономики, формирование благоприятной бизнес-среды и инвестиционного климата, развитие промышленной и инновационной инфраструктуры.

За счет развития перспективных отраслей экономики, а это обрабатывающая промышленность, транспорт, логистика, развитие АПК и туризм — будет обеспечен среднегодовой темп роста. Продолжится работа по модернизации и реконструкции действующих производств. В обрабатывающей промышленности будет реализовано порядка 17 проектов с участием отечественных и иностранных инвесторов (Сингапур, Китай, Турция, Азербайджан) на сумму порядка 268 млрд тенге, с созданием более 1300 рабочих мест.

В целях повышения конкурентоспособности АПК акцент будет сделан на развитие прочной кормовой базы для животноводства, создание 5-ти агрозон, общей площадью 437 га. В рамках программы «Еңбек» продолжится ежегодная выдача микрокредитов для увеличения производительности сельскохозяйственной продукции и многое другое. В результате реализации 1-го направления к 2025 году рост объема валового регионального с 3,6 трлн тенге в 2019 году до 4 трлн к 2025. Второе направление — «Комфортный и безопасный регион». В ближайшие 5 лет в рамках государственной программы «Нұрлы жер» планируется ввести порядка 3,5 млн м² жилья. В итоге обеспеченность жильем на одного человека к 2025 году увеличится с 25,5 до 27,2 м². Вторая немаловажная цель — это обеспечение населения питьевой водой. Для этого программа предусматривает: Строительство сетей и систем водоснабжения отдельных участков в 21-ом населенном пункте, общей протяженностью 664 км; Расширение и модернизация опреснительного завода «Каспий», строительство опреснительных установок в селе Баянды и г. Форт-Шевченко; Строительство ряда опреснительных заводов в курортной зоне Кендерли и на месторождении Каражанбас. Кроме того, запланировано замена опреснительных установок на территории МАЭКа. В результате к 2025 году население будет обеспечено водой на



100%. До 2025 года планируется повысить долю автодорог местного значения, находящихся в хорошем и удовлетворительном состоянии до 99,8%.

ретье направление — «Обеспечение нового качества жизни». В этом направлении планируется повышение занятости населения с учетом создания более 32-х тысяч новых рабочих мест в год, за счет реализации инвестиционных проектов, государственных и региональных программ. Планируется открытие не менее 7-ми врачебных амбулаторий в селах, проведение капитальных ремонтов 6-ти объектов здравоохранения, строительство многопрофильной городской больницы в г. Актау на 400 коек, открытие молодежных центров здоровья. Будет проводиться работа по ликвидации трехсменного обучения, планируется строительство 17 объектов образования на 15 120 мест. В течение 5 лет планируется ввод в эксплуатацию 26 объектов спорта. Сегодня особое внимание уделяется развитию села, для чего в рамках госпрограмм, таких как «Развитие регионов», «Ауыл ел бесігі», выделяются средства на модернизацию инфраструктуры сельских территорий, доведению их до параметров Системы региональных стандартов. В 2025 году уровень обеспеченности сельских населенных пунктов социальными благами и услугами увеличится с 62,6% до 98,4%.

Эпидситуация. На сегодняшний день ситуация в Мангистауской области — стабильная. Регион в «зеленой» зоне. Ведется масштабная работа над тем, чтобы держать ситуацию под контролем и не допустить роста числа заболевших. Для этого в регионе работают специально созданные мониторинговые группы. С 17 августа 2020 года в области созданы 24 мониторинговые группы, проведены 956 рейдов и мониторинг 3356 объектов. В ходе рейдов выявлены нарушения карантинных требований на 155 объектах, составлено 138 административных протоколов. Из них индивидуальных предпринимателей — 24, физических лиц — 113, юридических лиц — 1. В 2020 году в рамках подготовки ко второй волне эпидемии в Мангистауской области был построен современнейший модульный инфекционный стационар на 200 мест. Еще 11 стационаров с 2 452 инфекционными и 131 реанимационными койками полностью оснащены всем необходимым оборудованием и находятся на резерве. Медицинские учреждения обеспечены 260 аппаратами ИВЛ, а также 638 кислородными концентраторами. В регионе имеется 7 компьютерных и 4 магнитно-резонансных томографа, 2 передвижных медкомплекса, а также 1 передвижная лаборатория. Автомобильный парк скорой помощи региона пополнился 85 единицами санитарного транспорта и обновлен на 100%. По состоянию на 26 января текущего года в инфекционных стационарах I-II уровня по области лечение получают 112 человек. По информации управления здравоохранения Мангистауской области, из 112 пациентов у 44 результаты ПЦР-анализов показали положительный результат. В настоящее время в состоянии средней тяжести находятся 97, в тяжелом — 10, 5 пациентов — в крайне тяжелом состоянии. Состояние пациентов в реанимации обусловлено дыхательной недостаточностью и сопутствующими хроническими заболеваниями. Занятость коечного фонда по области составляет 25%. На сегодняшний день в регионе функционирует 444 инфекционных койки, 54 реанимационных койки. Для граждан РК и иностранцев без заключения ПЦР анализа открыты 270 карантинных коек. В целях формирования оперативного запаса социально-значимых лекарственных средств и продукции медицинского назначения в целях обеспечения потребностей населения Мангистауской области АО «СПК» Каспий» выделено 300 млн тенге. По решению созданной рабочей



группы двум компаниям региона — ТОО «ФАЙЗ-2016» и ТОО «АДА Фарм-Актау» — выделяется кредит по 100 млн тенге, с процентной ставкой 0,01%. Закупаемые лекарственные средства имеют возможность приобрести и другие аптеки области. В настоящее время эти две компании закупили средств на 60 млн тенге. В основном это жаропонижающие, антикоагулянты, антибиотики, бронходилататоры (бронхолитик), антигистамины, анестетики. На остальные средства заказываются дополнительные лекарства.

3.2 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры

Особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Нарастающая мощь воздействия человека на природу вынуждает общество отказаться от чисто потребительского взгляда на нее и перейти к разумному управлению развитием отношений между человеком и окружающей средой. Это может быть достигнуто на основе всемерной заботы о существующих заповедных объектах природы и создании новых особо охраняемых территорий.

Согласно закону Республики Казахстан от 7 июля 2006 года № 175-III «Об особо охраняемых природных территориях», особо охраняемые природные территории и находящиеся на них объекты окружающей среды, имеющие особую экологическую, научную и культурную ценность, являются национальным достоянием Республики Казахстан.

На территории Мангистауской области находятся 9 особо охраняемых природных территорий (ООПТ): 1 государственный региональный природный парк, 1 государственный природный заповедник, 2 государственных природных заказника, 4 государственных заповедных зоны и 1 экспериментальный ботанический сад.

В рамках отраслевой Программы «Жасыл даму» на 2010-2014 годы, 22.06.2012 г. был создан государственный региональный природный парк «Кызылсай», 31.07.2012 г. – государственные заповедные зоны «Тасорпа» и «Жабайушкан», 24.12.2013 г. – государственная заповедная зона «Адамтас». Все эти объекты, в соответствии с постановлением Правительства РК № 1074 от 10.11.2006 г. включены в «Перечень особо охраняемых природных территорий республиканского значения».

На территории Каракиянского района Мангыстауской области расположены:

Устюртский государственный заповедник расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны, у которой находится исследуемый участок работ. Организован в 1984 г., территория составляет 223 тыс. га. Здесь обитают 45 видов млекопитающих. В Красную книгу, помимо устюртского муфлона, занесены джейран, длинноиглый еж, пегий пугорак, трехпалый карликовый тушканчик.

Государственный природный заказник местного значения «Адамтас» создан Постановлением акимата Мангистауской области №359 от 24.12.2013 года. Западная граница заказника проходит по границе 100 метровой водной полосы вдоль побережья залива Кендерли в южном направлении до косы Кендерли, вдоль косы Кендерли, захватывая мелкие острова на севере косы, далее вдоль косы по побережью Каспийского моря.



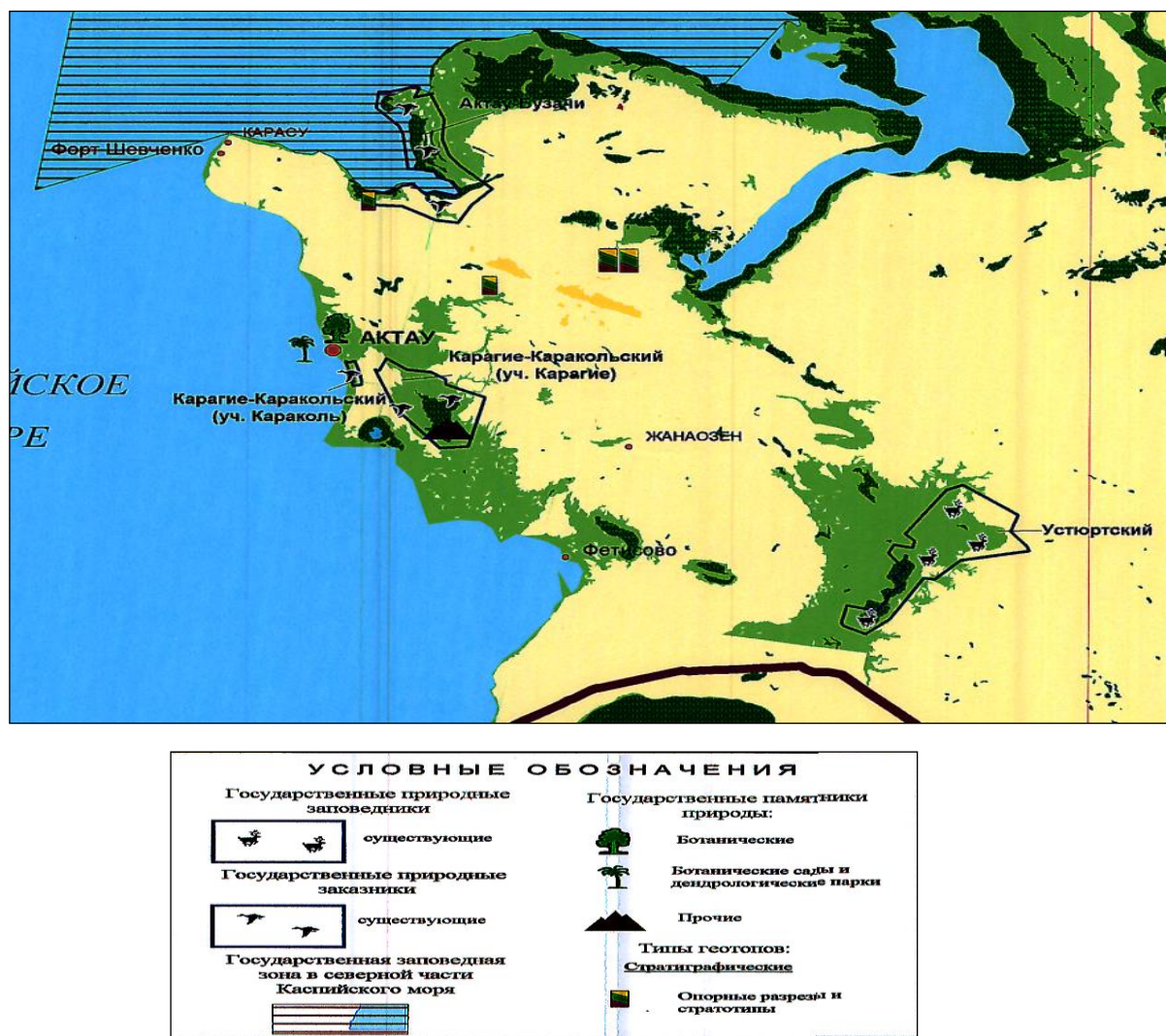


Рисунок 3.1 – Карта

особо охраняемых природных территорий

Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения. Заказник основан в 1986 году. Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Его главная задача - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защиты своеобразного животного мира этого региона. Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в 10 километрах от г. Актау. Охраняемые объекты - устьуртский муфлон и джейран, а на оз. Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток. Объектами охраны являются: фламинго, стрепет, чернобрюхий рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот. В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60 км, ширина 30 км. Самая низкая точка – дно сухого соленого озера (сор Батыр) – 132 м. Третья впадина по глубине в мире. Наиболее живописный восточный борт впадины. Здесь можно встретить обнажения геологических пластов с костями ископаемых рыб (акул, китов, дельфинов и т.д.) Южная часть впадины относится к территории Карагие-Каракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.



Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона была организована Постановлением Правительства РК от 25 марта 2001 г. № 382 на территории Кендерли-Каясанского плато и ее территория составляет 1231000 гектаров. Заповедная зона включает большую часть наиболее глубокой впадины в Прикаспии – Карагие, продолжающиеся на север от нее чинки – высокие, до 200 м, расщепленные обрывы плато Мангышлак. Впадина примыкает к западной оконечности плато, сложенного ракушечником и гипсами. Равнинные участки – глинистые, глинисто-щебенистые средние пустыни с фрагментами южной пустыни. Источники воды практически отсутствуют, не считая нескольких родников и колодцев. Главная задача заповедной зоны - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защита своеобразного животного мира этого региона, в том числе представителей животного мира, занесенных в Красную книгу РК: джейрана, дрофы-красотки и др.

Территория месторождения Каражанбас не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26.12.2019 года №288-VI, все виды материальных памятников изначально имеют историко-культурную и научную ценность, и подлежат обязательной защите и сохранению в порядке, предусмотренном настоящим законом. В пределах охранных зон памятников архитектуры запрещается хозяйственная деятельность, движение автотранспортных средств должно быть ограничено.

Разнообразие и массовый характер памятников выделяют Мангистаускую область в особый регион. На этой земле находятся захоронения 362 святых отцов-ясновидцев, многие места на полуострове считаются священными. Здесь более десяти тысяч памятников архитектуры на древних некрополях, таких, как койтасы, кулпытасы, саркофаги, саганатамы, мавзолеи и другие.

Наибольший интерес представляют некрополи Бекет-ата, Шопан-ата, Шакпак-ата, Сейсем-ата, Масат-ата, Караман-ата, Кошкар-ата, Султан-эпе, Ханга-баба, Кенты-баба, Уштам, Акшора и многие другие. Крупные некрополи включают в себя мечети, где обучали грамоте. Многие подземные и наземные мечети сохранились до наших дней и обладают большими запасами биоэнергии.

Более тридцати памятников народного зодчества, расположенные в области, взято под охрану государства. Согласно Закону об охране и использовании историко-культурного наследия во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

К сожалению, в настоящее время, многие памятники находятся в аварийном состоянии. Разрушения происходят из-за неблагоприятных атмосферных воздействий, естественного старения материала и ветровой эрозии, влияния техногенной деятельности,



отсутствия ограждений. Многие малые надгробия сломаны домашними животными. Следы разрушений коснулись в основном, мавзолеев и мечетей.

На рисунке 3.2 представлено расположение памятников истории и культуры.

На территории месторождения Каражанбас, отличающейся специфическими ландшафтно-климатическими особенностями, в настоящее время памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Каражанбас не выявлены.

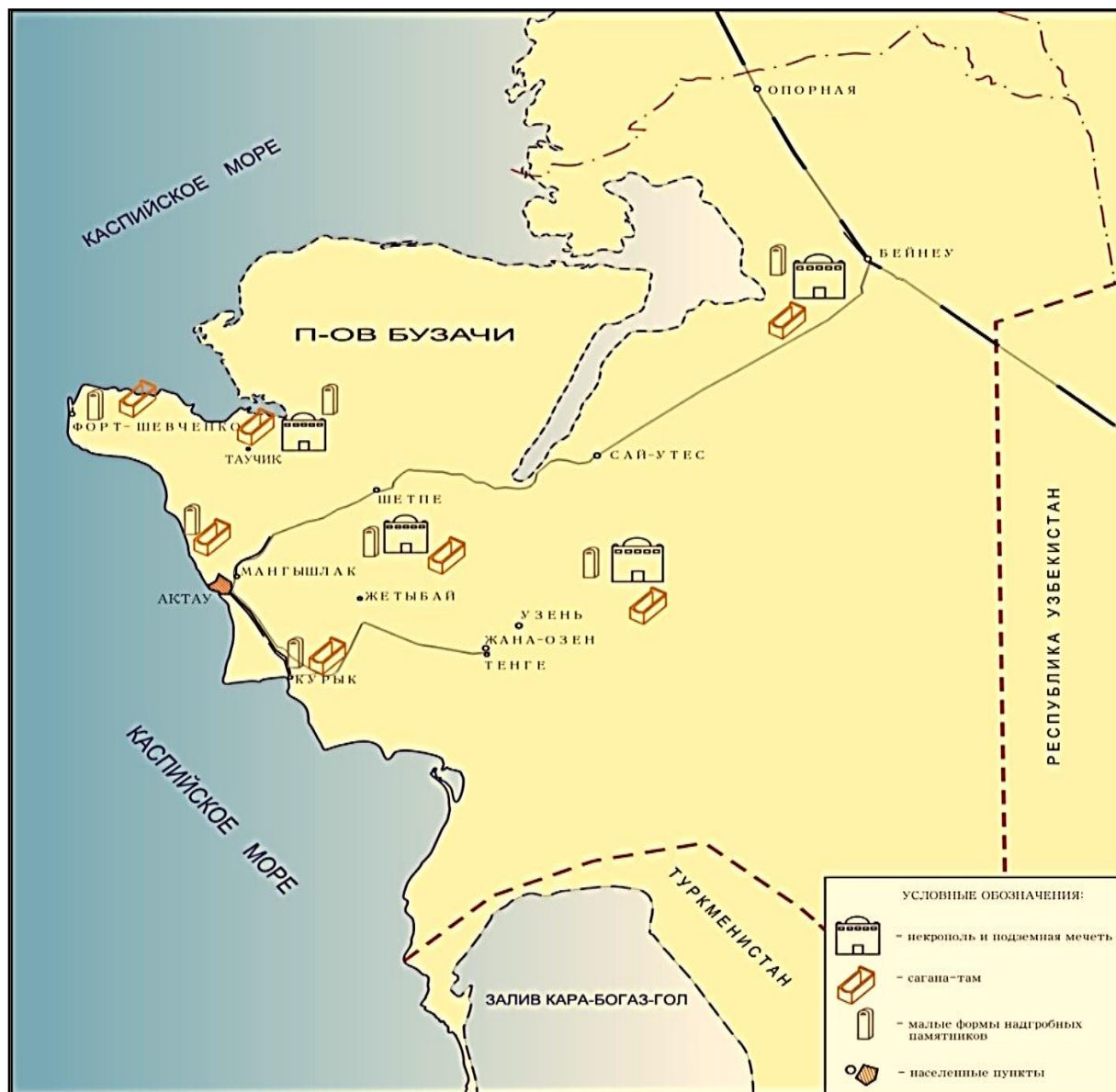


Рисунок 3.2 – Карта расположения памятников истории и культуры

На территории проектируемой скважины памятники историко-культурного наследия отсутствуют. Проектируемые скважины расположены на территории действующего месторождения, в границах которого особо охраняемые территории отсутствуют.



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Текущее состояние разработки месторождения

Поисково-разведочное бурение на месторождении Каражанбас осуществлялось в три этапа: с 1958 по 1965, с 1974 по 1977 и в 1991-1992 годы. Очень сложное геологическое строение месторождения предопределило затянувшийся период его разведки. Пробная эксплуатация месторождения начата в 2001 году и срок пробной эксплуатации был установлен до 23.03.2005 г. В соответствии с протоколом №12 заседания экспертной комиссии по рассмотрению обращений недропользователей по изменению условий лицензий и контрактов от 01.07.2004 г. и протоколом ЦКР №27 от 23.07.04, срок пробной эксплуатации месторождения Каражанбас продлён до 23.03.2007 г.

В связи с переходом месторождения на промышленную эксплуатацию разработан проект «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2007 г.» (АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2007 г.), в котором рассмотрены варианты разработки всех залежей углеводородов, имеющих промышленное значение: нефтяных, газовых и газонефтяных. На основании Технологической схемы была составлена Рабочая программа этапа добычи, которая рассматривает объемы добычи нефти, попутного газа, природного газа и конденсата на период 2008-2025 г.г. «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас» согласована ГЭЭ Министерства охраны окружающей среды, заключение №03-1-1-10/11936 от 24.10.2007 г.

В состав эксплуатируемых объектов на предприятии входят:

- цех добычи нефти и газа (ЦДНГ) в составе: ГУ-1, ГУ-2, ЗУ-1, ЗУ-4, ЗУ-2, ЗУ-3, ГСП, эксплуатационные скважины нефтяные и газовые;
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) (прежнее название - УПН) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) и компрессорной станцией производительностью 4 тыс. м³/сутки; подготовка подтоварной воды;
- компрессорный цех на входе в ЦПГиГК (прежнее название – УКПГ) производительностью 300 тыс. м³/сутки; компрессорная установка КС-300/2 с двумя компрессорами ARIEL JGT4 с газовым двигателем Caterpillar G3516 (расширение КЦ) и дополнительными тремя компрессорами ARIEL JGT4 с газовым двигателем Caterpillar G3406 (модернизация КЦ);
- отдел капитального и текущего ремонта скважин;
- газопроводы месторождения Каражанбас: газопровод от новой компрессорной установки КС-300 - до ГСП; газопровод от групповой установки №2 до модульной компрессорной станции УПН Каражанбас;
- система закачки в пласт месторождения Каражанбас; пробная закачка воды в Ю-VII горизонт месторождения Каражанбас.
- вахтовый городок Каражанбас на 50 человек;
- новый вахтовый городок Каражанбас с общежитиями №№1,2,3 по 52 места в каждом, в т.ч. автозаправочная станция (АЗС-2), установка по сжиганию отходов «Форсаж-2М», цех по ремонту автомобилей.

В настоящее время полигон для замазученных грунтов, нефтешлама и отходов бурения находится *на консервации*.



На месторождении Каражанбас расположены нефтяные и газоконденсатные эксплуатационные скважины. Способы добычи углеводородов - фонтанный и механизированный (винтовыми насосами и газлифтной системой).

4.1.1 Текущее состояние действующей системы промыслового сбора продукции нефтяных скважин на месторождении Каражанбас

Месторождение Каражанбас с 2007 года находится в промышленной разработке, которая осуществлялась в соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения Каражанбас», составленной АО «НИПИнефтегаз».

В основу технологической схемы сбора нефти, газа и попутной воды заложена однетрубная лучевая закрытая система. Добыча нефти на месторождении в период промышленной эксплуатации осуществляется фонтанным, газлифтным и механизированным способом.

В соответствии с требованиями Проекта разработки на месторождении Каражанбас применяется замкнутая герметизированная система промыслового сбора нефти и попутного нефтяного газа, состоящая из индивидуальных для каждой скважины выкидных линий, пункта сбора (ГУ) и замерных установок (ЗУ).

Все добывающие нефтяные скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации. Выкидные линии нефтяных скважин подключены к замерным установкам (ЗУ-1, 2, 3, 4) и групповым установкам (ГУ-1 и 2), прокладка всех нефтесборных коллекторов из стальных труб осуществлена на глубине 1-1,5 м под землей.

Текущая схема промыслового сбора продукции скважин по месторождению Каражанбас приведена на рисунке 4.1.

По состоянию на 01.01.2021 г. система промыслового сбора и транспорта нефти включала две ГУ и четыре ЗУ, к которым были подключены нефтяные скважины эксплуатационного фонда.

На всех АГЗУ имеются свободные отводы для подключения новых проектных скважин, выводимых из бурения.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Нефтегазовая смесь со всех скважин поступает по выкидным линиям диаметром 89х6мм на ЗУ, где производится поскважинный замер продукции на автоматизированной замерной установке типа АГЗУ «Спутник АМ40-8-400» или АГЗУ «Спутник АМ40-14-400».

К одному «Спутнику» подключается от 8 до 14 скважин. С АГЗУ продукция всех скважин с попутным газом, пройдя замер дебита жидкости, направляется в сборный нефтепровод диаметром 159х8 мм и транспортируется на групповую установку (ГУ-1 и 2) для первой ступени сепарации нефти от попутного нефтяного газа.

После 1-й ступени сепарации на ГУ нефтегазовая смесь по нефтегазосборным коллекторам направляется на установку подготовки нефти (УПН) для доведения ее до товарной кондиции и подачи товарной нефти в магистральную нефтепроводную систему. Сброс с предохранительных клапанов тестового сепаратора, расположенного в «Спутнике», осуществляется в дренажную систему (Е-1, объемом 8 м³). Газ с дренажной емкости направляется по трубопроводу Ø114х7 на сбросную свечу С-1 Ду100, высотой 5 м. На выкидных линиях некоторых удаленных скважин до входа в АГЗУ установлены устьевые подогреватели типа УН-0,2. Выкидные трубопроводы от добывающих скважин до ЗУ выполнены из стальных труб условным диаметром 80 мм и проложены под землей на



глубине 1-1,5 м.

Технологический процесс сбора нефти на ГУ

На групповых установках (ГУ-1 и ГУ-2) имеются следующее технологическое оборудование:

- выкидные линии от добывающих скважин до ГУ-1;
- сборным нефтепроводами от ЗУ до ГУ;
- сборные нефтепровода от ГУ-1 и 2 до УПН;
- нефтегазовый сепаратор (НГС);
- газовый сепаратор;
- концевой сепаратор НГС или буферная емкость для нефти;
- насосы перекачки нефти, марки ЦНС и НБ-125;
- дренажная емкость для сброса технологической жидкости;
- дренажная емкость для газа;
- факел высокого и низкого давления;
- свеча сбросная.

Технологический процесс сбора и транспортировки нефтегазовой смеси с ЗУ до ГУ–1 и ГУ- 2 осуществляется по схеме, представленной на рисунке 4.3.

Нефтегазовая смесь с ЗУ по сборным нефтепроводам диаметром 159х8 мм поступает на ГУ в нефтегазовый сепаратор (НГС) поз. С-1. В сепараторе НГС происходит первая ступень сепарации нефти и попутного нефтяного газа при давлении сепарации 0,25 МПа (избыт.).

Газ, выделившийся с сепаратора НГС направляется в вертикальный газосепаратор-каплеотделитель поз. К-1, где газ очищается от капельной жидкости. Осушенный газ с после скруббера частично используется на собственные нужды – в качестве топлива на печах подогрева, остальной газ направляется через дожимной компрессор на установку подготовки газа в УКПГ. При аварийных ситуациях предусмотрена подача газа на аварийную факельную систему.

Давление в сепараторах (поз. К-1и С-1) поддерживается регулировочным клапаном «до себя». Для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в УПН, предусматривается концевой сепаратор (буферная емкость) поз. С-2/3 (одна рабочая, вторая резервная), где процесс сепарации ведется при давлении 0,05 МПа.

Остаточный объем газа с сепаратора К-1 поступает на вторую ступень сепарации в газовые расширители поз. ГР-100/101, где производится очистка газа от конденсата и далее газ направляется в коллектор факельного газа низкого давления поз. Ф-2.

Нефть с концевого сепаратора поз. С-2/3 насосами поз. Н-1/2/3 (два рабочих, третий резервный) перекачивается по сборному нефтепроводу условным диаметром 159 мм на установку подготовки нефти (УПН) Каражанбас.



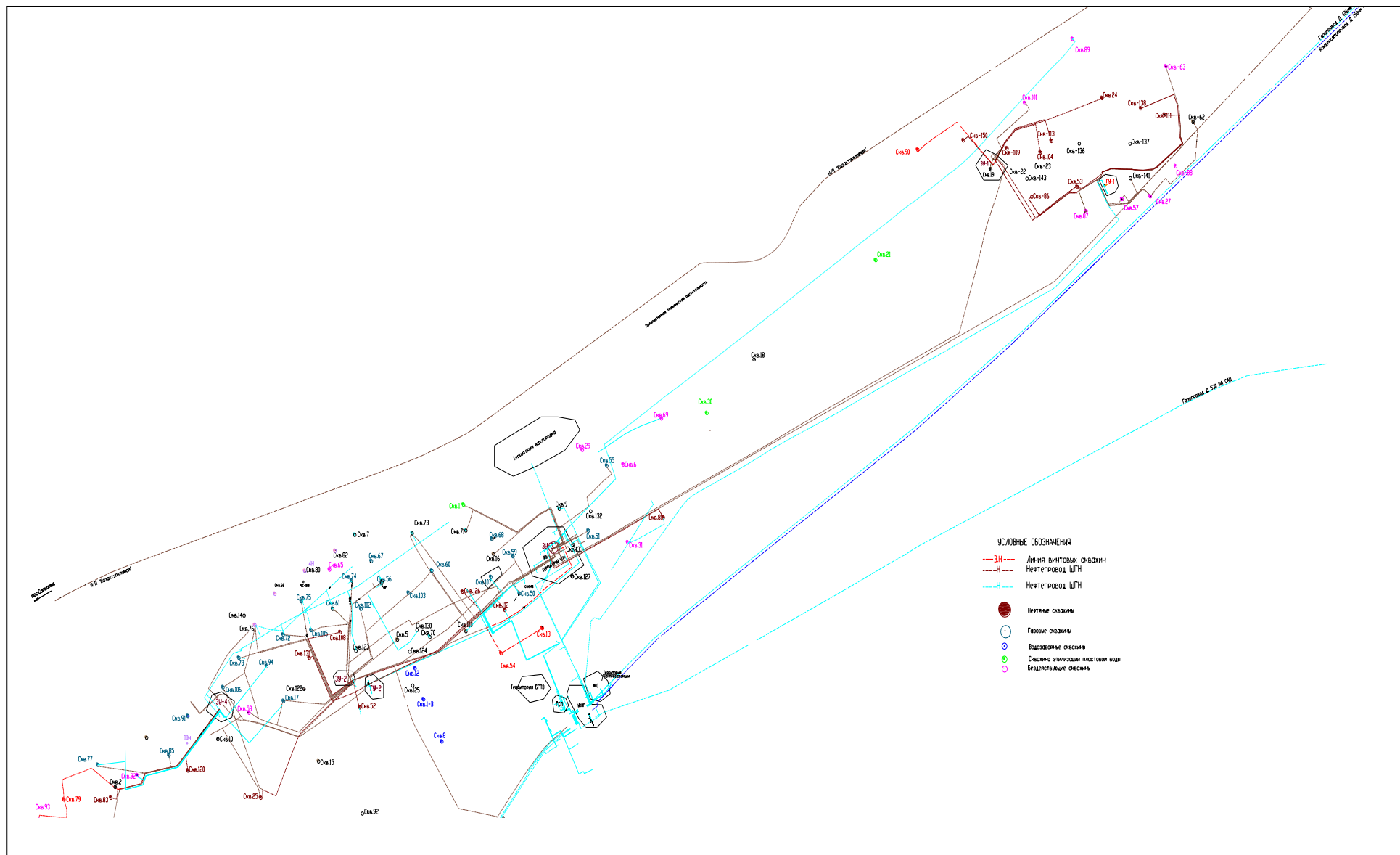


Рисунок 4.1- Текущая система промыслового сбора продукции скважин на месторождении Каражанбас



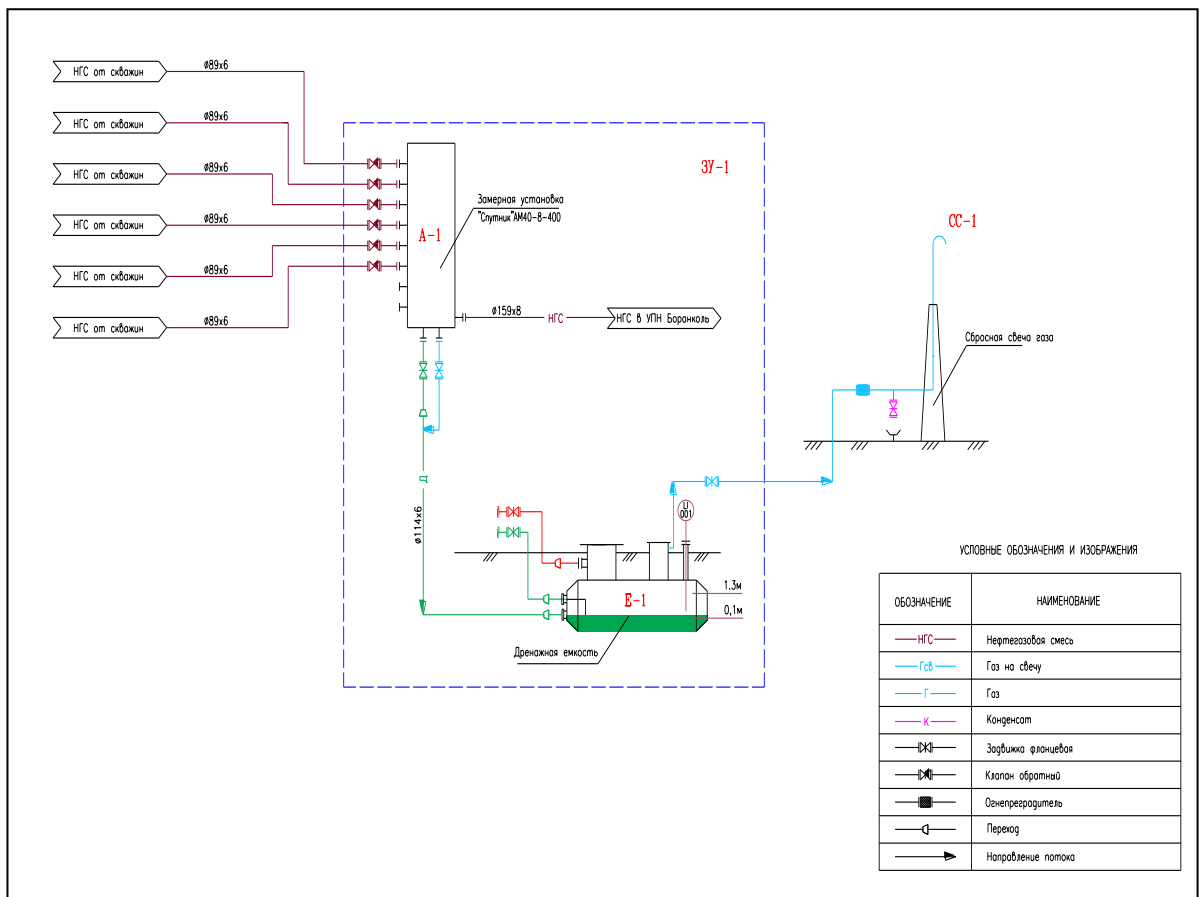


Рисунок 4.2- Принципиальная технологическая схема замера добытой продукции на ЗУ



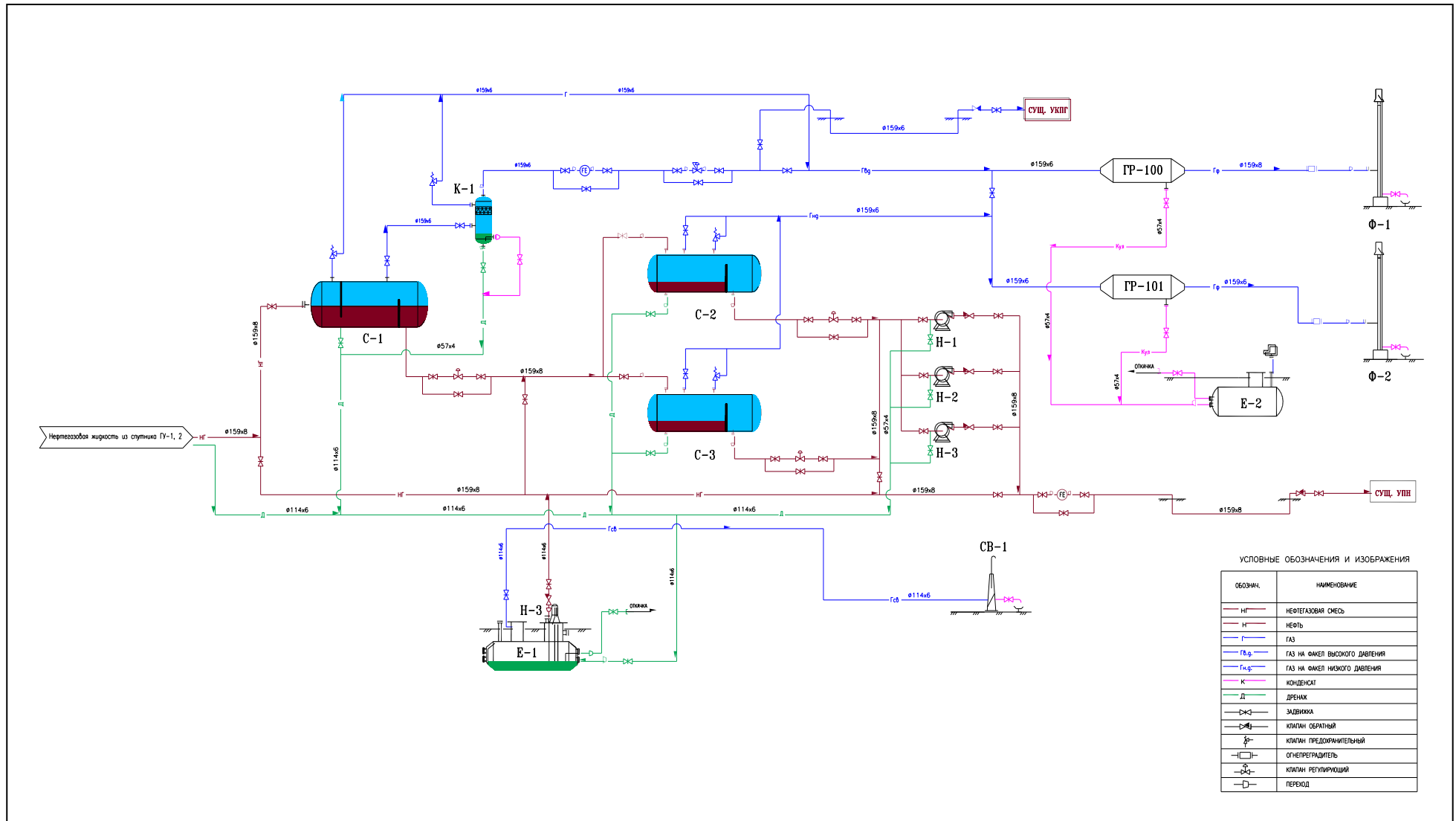


Рисунок 4.3- Технологическая схема сбора и транспортировки нефтегазовой смеси на ГУ



При ремонтных работах и аварийных ситуациях сброс газа с предохранительных клапанов нефтегазового сепаратора, газового сепаратора и буферной емкости осуществляется по коллектору факельной системы высокого давления (поз. Ф-1). При ремонтных работах сепараторов сброс излишков газа для сжигания поступает на коллектор низкого давления (поз. Ф-2). Розжиг газа - дистанционный, автоматический, осуществляется за счет подачи на запальную горелку.

Свеча сбросная (поз. СВ-1) предназначена для сброса газа с дренажной емкости (поз. Е-1), диаметр свечи 100 мм, высота 10 м.

Нефть с дренажной емкости (Е-1) откачивается погружным насосом на прием насосов поз. Н-1/2/3.

Выкидные линии всех добывающих скважин выполнены из стальных труб с наружным диаметром 89 мм ГОСТ 8732-72. Материал труб - сталь 20. Толщина стенки - 6мм. Трубы от скважин до АГЗУ «Спутник» ЗУ и ГУ проложены на глубине 1-1,5м под землей.

Нефтесборные коллектора от ЗУ до ГУ и от ГУ до УПН выполнены из стальной трубы с наружными диаметрами от 127 мм до 219 мм ГОСТ 8732-72. Материал труб - сталь 20. Толщина стенки - 8мм. Нефтесборные коллектора проложены в подземном исполнении на глубине 1-1,5 м.

4.1.2 Площадка ЦППН

Площадка ЦППН расположена на месторождении Каражанбас и предназначена для внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Каражанбас, подготовки и транспортировки кондиционной нефти по нефтепроводу на ТСБ.

В состав ЦППН входят следующие основные сооружения:

- площадка сепарации нефти и газа;
- площадка УПСВ;
- факел для сжигания газа;
- площадка подогревателей нефти;
- площадки дренажных емкостей;
- площадка отстойников;
- площадка нефтяных насосов;
- площадка блока дозировки реагента;
- площадка технологического резервуара.

На площадке ЦППН расположена замерная групповая установка «Спутник» (ГУ), которая относится к объекту ЦДНГ.

Технологическая схема на ЦППН включает реализацию проектов «Установка подготовки нефти», «Расширение системы сбора и подготовки нефти, газа и воды на м/р Каражанбас» и «Установка предварительного сброса воды на ЦППН месторождении Каражанбас».

Компрессорная станция построена по рабочему проекту «Расширение системы сбора и подготовки нефти, газа и воды на месторождение Каражанбас. Утилизация 2-ой ступени (КСУ) на УПН месторождения Каражанбас» (Заключение ГЭЭ №100 от 11.03.2007 г. и письмо ГЭЭ №4/1543 от 26.03.2007 г.).

Режим работы КС - круглогодичный, круглосуточный.

В состав компрессорной станции входят следующие сооружения:

- площадка газового сепаратора $V=4$ м³;



- площадка модульной компрессорной станции МКС-3,5/1,1-6 ГСЭ -3 ед.;
- площадка дренажной емкости $V=25 \text{ м}^3$;
- площадка узла учета газа;
- технологические трубопроводы.

Факельная установка на ЦППН используется только для сжигания аварийных сбросов газа и при срабатывании предохранительных клапанов. Подача газов на установку предусматривается по трубопроводу от КСУ. Постоянно сжигание газа на факеле осуществляется только на дежурной горелке, расход газа составляет $0,21 \text{ млн. м}^3/\text{год}$.

Расширение ЦППН

Расширение ЦППН введено в части сбора и подготовки подтоварной воды для дальнейшей её закачки в нагнетательную скважину.

Подготовка подтоварной воды предусмотрено в соответствии с рабочим проектом «Подготовка подтоварной воды на УПН Каражанбас», который разработан в 2008 г. в дополнение к проекту «Расширение системы сбора и подготовки нефти, газа и воды на месторождении Каражанбас».

Целью расширения ЦППН является обеспечение потребности в подготовке подтоварной воды, вызванное увеличением её объёма из-за повышения обводнённости продуктивных пластов месторождения Каражанбас.

Состав объектов и сооружений определен технологией производства и состоит из следующих сооружений и объектов:

- два резервуара вертикального типа объёмом 1000 м^3 каждый для подтоварной воды;
- блок дозирования химических реагентов Х-201;
- водовод от УПН Каражанбас до нагнетательной скважины №11.

4.1.3 Компрессорный цех

Снижение пластового давления попутных нефтяных газов месторождения Каражанбас и увеличение объёма добычи газов при меньшем давлении создало необходимость строительства компрессорного цеха (построен по рабочему проекту «Компрессорная станция производительностью $300 \text{ тыс. м}^3/\text{сутки}$ »).

Компрессорный цех предназначен для компримирования низконапорных попутных газов нефтяного и газоконденсатного месторождений с начального давления $0,3 \text{ МПа}$ ($3,0 \text{ кгс/см}^2$) до конечного давления $8,2 \text{ МПа}$ ($82,0 \text{ кгс/см}^2$).

Для обеспечения необходимых инженерных сетей компрессорный цех построен рядом с территорией ЦПГиГК на месторождении Каражанбас.

Подача газов в КЦ осуществляется по трубопроводу ЦППН-ЦПГиГК протяженностью 1 км при давлении $0,3 \text{ МПа}$.

Компримированные попутные газы направляются на установку подготовки газа УОГ (УКПГ-2) и далее в магистральный газопровод.

Часть компримированного газа от компрессорной станции направляется через газосборный пункт (ГСП) в газовый коллектор цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) месторождения Каражанбас для использования добычи нефти газлифтным способом эксплуатации скважин.

Технические параметры компрессорного цеха:

- количество попутного газа, поступающего на компримирование - $300 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$;
- температура поступающего попутного газа - $16 - 20^\circ\text{C}$;
- давление на входе в установку - $0,3 \text{ МПа}$ ($3,0 \text{ кгс/см}^2$);



- давление нагнетания - 8,2 МПа (82,0 кг/см²);
Расход попутного газа на 1 газовый двигатель - 60 м³/час;
- режим работы установки - 8760 ч/год,
- давление в факельном коллекторе 0,02 - 0,05 МПа (0,2-0,5 кг/см²).

Расширение компрессорной установки КС-300

Расширение компрессорной установки КС-300 на месторождении Каражанбас предусмотрено с целью удовлетворения потребностей в газе для скважин, эксплуатируемых газлифтным способом эксплуатации.

В 2010 г. завершено строительство участка расширения компрессорной установки на основании Рабочего проекта «Компрессорная установка производительностью 300 тыс. Нм³ в сутки на месторождении Каражанбас. Расширение компрессорной установки КС-300 на месторождении Каражанбас».

Дополнительная установка рассчитана на компримирование попутного газа в количестве 300 тыс. м³/сутки или 12500 м³/час (при 0°С и 101,3 кПа). Расширение компрессорной станции произведено за счёт проектирования двух поршневых компрессорных установок Ariel JGT4 мощностью 150 тыс. м³ в сутки каждая. Поршневые компрессорные установки Ariel JGT4 поставляется компанией HANOVERCOMPRESSION производство г. Хьюстон (США).

Назначение компрессорной установки месторождения Каражанбас - компримирование низконапорных попутных газов с начального давления 0,3 МПа (3,0 кгс/см²) до конечного давления 7,8 МПа (78,0 кгс/см²).

В состав компрессорной станции КС-300/2 на м/р Каражанбас входят:

- две поршневые компрессорные установки ARIEL JGT4, одна из которых резервная. Каждая поршневая компрессорная установка состоит из трехступенчатого поршневого компрессора ARIEL JGT4, газового двигателя «3516TALЕ» (AFRC) и аппарата воздушного охлаждения к нему «144ENAIR-X-CHANGERS». Газовый двигатель и аппарат воздушного охлаждения к нему изготовлены фирмой «CATERPILLAR»;
- газорегуляторный пункт ГРПШ-03БМ-04М-2У1 для подачи топливного газа с рабочим давлением 0,3 МПа на газопоршневые компрессоры, производительность ГРП – 1020 м³/час;
- емкость для сбора отработанных масел объемом 2,0 м³ подземного исполнения;
- продувочная свеча Ду200 мм, высотой 15,0 м.

4.1.4. Газопроводы месторождения Каражанбас

Газопровод-шлейф скважины №89 месторождения Каражанбас построен по проекту «Газопровод- шлейф скважины №89 месторождения Каражанбас» в дополнение к Рабочему проекту «Обустройство месторождения Каражанбас на период промышленной разработки», разработанному в 2009 г.

Проектом предусматривается:

- обустройство устья скважины №89 Каражанбас;
- прокладка газопровода- шлейфа протяженностью 4,6 км.
- сооружение сепарационной установки.

Газопровод от групповой установки № 2 Каражанбас до модульной компрессорной станции УПН Каражанбас



Газопровод от групповой установки № 2 Каражанбас до модульной компрессорной станции УПН Каражанбас построен по проекту «Газопровод от групповой установки № 2 Каражанбас до модульной компрессорной станции УПН Каражанбас», разработанному в 2009 г.

Газопровод предназначен для дополнительной подачи газа в систему газлифта, в связи с вводом в эксплуатацию 12 новых скважин.

Газопровод от новой компрессорной установки КС-300 - до ГСП месторождения Каражанбас

Газопровод от новой компрессорной установки КС-300 - до ГСП месторождения Каражанбас построен по проекту «Компрессорная установка производительностью 300 тыс. Нм³ в сутки на месторождении Каражанбас. Газопровод. Компрессорная установка КС-300 - до УПКГ», разработанному в 2007 г.

Данный газопровод является резервной линией, и при остановке компрессорного цеха КС- 300 компримированный газ от новой компрессорной установки КС-300 через ГСП будет направляться на газлифт через блок сепараторов. Дополнительно предусмотрен сброс газа на слаг-кэтчер, путем врезки существующего трубопровода Ду150 мм.

4.1.5 Система закачки в пласт месторождения Каражанбас

В 2012 году закончено строительство площадки реконструкции и расширения системы ППД по рабочему проекту «Обустройство месторождения Каражанбас на период промышленной разработки» (2009 г.). С 2013 года осуществляется эксплуатация построенных объектов.

Реконструкция и расширение системы ППД предусмотрено с целью обеспечения соответствующей температуры газа, подаваемого в скважины, эксплуатируемые газлифтным способом:

- обустройство устьев 8-ми нагнетательных скважин (№№10н, 91, 92, 93, 22н, 23н, 24н, 25н);
- реконструкция насосной станции и монтаж дополнительной МБКНС;
- прокладка высоконапорных водопроводов от насосной станции до водораспределительных пунктов;
- установка и обвязка 2-х водораспределительных пунктов (на северо-востоке и юго-западе);
- прокладка нагнетательных линий от водораспределительных пунктов до проектируемых нагнетательных скважин.

В соответствии с проектом «Дополнение 1 к рабочему проекту «Обустройство месторождения Каражанбас на период промышленной разработки» (Заключение ГЭЭ №4/0921 от 13.04.2012 г.) введены в эксплуатацию вновь построенные объекты и сооружения по расширению системы ППД и утилизации подтоварной воды:

- прокладка высоконапорного водопровода от существующего МБКНС скв. №30 до скв. №87, 88, 138;
- прокладка высоконапорного водопровода от существующего МБКНС скв. №66 до скв. № 58, 93;
- обвязка устьев нагнетательных скважин.

4.1.6 Отдел капитального и текущего ремонта скважин

Нормальная работа добывающих скважин нарушается по различным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы скважины, либо к существенному



уменьшению ее дебита. Причины прекращения или снижения добычи самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, с изменением пластовых условий, с прекращением откачки и транспортировки жидкости на поверхности.

Текущий ремонт скважин заключается в замене, опрессовке насоса, проверка герметичности линии, обвязка и опрессовка линии сепаратора, монтаж емкостей и т.д. В среднем объем работ на каждой скважине выполняется за 4-5 дней с использованием спецтехники - автокранов.

К капитальному ремонту скважин относятся ремонтные работы, для выполнения которых привлекаются специальные установки.

В качестве промывочной жидкости предусматривается хлоркальциевый раствор, приготовленный на основе технической воды из водозаборной скважины и хлористого кальция. В растворе отсутствуют компоненты, оказывающие вредное влияние.

С целью сохранения технологических показателей хлоркальциевого раствора предусматривается очистка его от твердых частиц при разбурировании цементных мостов. Для обеспечения очистки промывочной жидкости от твердых частиц после разбурирования цементных мостов используются вибросита, устанавливаемые в циркуляционной системе установки.

Применение специальных тампонажных цементов, предусматривается исходя из ожидаемых горно-геологических условий. В качестве базового цемента для выполнения всех тампонажных работ в скважине проектируется сульфатостойкий цемент ПЦТ-1-G-СС.

Для предотвращения смешения тампонажного раствора с промывочной (продавочной) жидкостью, а также повышения степени замещения промывочной жидкости тампонажным раствором и очищения стенок скважины (в особенности при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, цементировании «лайнера»), предусматривается в качестве буферной жидкости использовать жидкость затворения цементного раствора.

4.1.7 Вахтовый городок Каражанбас

Вахтовый городок расположен на месторождении Каражанбас в 12 км на юго-восток от поселка Каражанбас. Вахтовый городок предназначен для размещения 50 человек обслуживающего персонала для обслуживания промысла Каражанбас в период его эксплуатации. Площадка имеет прямоугольную форму площадью 3600 м², огражденную забором из сетки.

На территории вахтового поселка расположены:

- модульные жилые контейнеры на 40 мест;
- одноэтажные каменные здания на 10 мест с пристройкой офиса;
- столовая контейнерного типа на 24 посадочных места;
- септик хоз-фекальных сточных вод;
- наружный туалет;
- установка очистки воды на 2 м³;
- медпункт из модульного контейнера;
- насосная;
- дизель-электростанция (резервная);
- котельная;
- сторожевой пожарный пост контейнерного типа;



- сварочный пост;
- автостоянка.

Электроснабжение вахтового городка Каражанбас осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК. На территории вахтового городка расположена дизельная электростанция -1 ед., которая используется в качестве резервного источника электроснабжения. Дизель-генератор включается 1 раз в неделю на 20 минут для профилактики. Доставка топлива осуществляется бензовозом с БПО.

Новый вахтовый городок на месторождении Каражанбас

Новый вахтовый городок на месторождении Каражанбас был построен по проекту «Вахтовый городок на месторождении Каражанбас» и расширение его проведено по Дополнению к проекту.

В состав нового вахтового городка входят:

- контрольно-пропускной пункт;
- столовая на 50 посадочных мест;
- складские помещения для хранения продуктов питания;
- овощехранилище (погреб);
- прачечная;
- общежитие №1 на 52 места;
- общежитие №2 на 52 места;
- блочная котельная;
- резервная дизельная электростанция;
- емкость для хранения дизельного топлива;
- септик-накопитель;
- КТП;
- стоянка на 30 единиц техники (10 легковых и 20 грузовых);
- медпункт;
- здание прачечной, складских помещений и щитовой;
- общежитие №3 на 52 места;
- септик-накопитель (для стоков от столовой);
- РВС-200 м (для запаса технической воды);
- насосная.

Для теплоснабжения зданий вахтового городка предусматривается автономная котельная контейнерного типа полной комплектности с четырьмя котлами «0LB6-2000 GD-R». Вид топлива для котельной - природный газ, подаваемый из системы газлифта через ГРПШ, установленный на площадке в районе скважины №11 Каражанбас. АГРС и топливный газопровод включены в состав проекта «Перевод на механизированный способ добычи нефти на месторождении Каражанбас. Газлифтная эксплуатация скважин», разработанного институтом АО «НИПИнефтегаз».

Электроснабжение вахтового городка Каражанбас осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на УКПГ. На территории вахтового городка расположена дизельная электростанция -2 ед., которая используется в качестве резервного источника электроснабжения.

К новому вахтовому городку также относятся цех по ремонту автомобилей, АЗС и установка по утилизации отходов "Форсаж-2М".

Установка по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2М»



Площадка для Установки по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2М» расположена на территории месторождения Каражанбас, в 50 метрах севернее площадки АГРС. Установка построена по проекту «Установка по утилизации отходов «Форсаж-2М» на месторождении «Каражанбас», Актау, 2006 г.

На установке «Форсаж-2М» могут быть сожжены следующие виды отходов (за исключением галогеносодержащих отходов и отходов, содержащих тяжелые металлы):

- отходы древесины;
- промасленная ветошь;
- твердые бытовые отходы (за исключением пищевых);
- медицинские отходы.

Производительность установки - 180 кг/час. Расход дизельного топлива составляет 9-18 кг/час. За счет высокой температуры горения (около 1000 °С) в камере дожигания установки и периодической подачи дизтоплива через форсунку в камеру сжигания сводится к минимуму содержание загрязняющих веществ в отходящих газах из установки. При этом в установке «Форсаж-2М» происходит практически полное сгорание отходов - остаток в виде золы составляет не более 3-5% от объема загруженных отходов.

АЗС-2

Автозаправочная станция КХТ-2-20-Д контейнерного типа производства российской фирмы «АЗС-СНАБ» расположена на территории цеха по ремонту автомобилей на м/р Каражанбас. В состав АЗС входят: 2-х секционный наземный контейнер, каждая секция имеет резервуар объёмом по 10 м³ для бензина и дизтоплива и 2 топливозаправочные колонки «НАРА 27 М-1»: одна - для бензина, вторая - для дизтоплива.

Цех по ремонту автомобилей

Цех по ремонту автотранспорта на месторождении Каражанбас построен по проекту «Цех по ремонту автомобилей на месторождении Каражанбас» (Заключение ГЭЭ №136 от 20.04.2006 г).

В соответствии с назначением и технологическим процессом в состав Цеха по ремонту автомобилей входят следующие сооружения:

- ремонтный цех;
- мойка для грузовых машин;
- дренажная емкость;
- надворный туалет.

Ремонтный цех состоит из следующих помещений:

- производственный цех;
- агрегатный цех;
- вулканизаторная;
- электроцех;
- вентиляционная камера.

В ремонтном цехе производится текущий ремонт автотранспорта и ТО-1, замена масел и технических жидкостей (масла для коробок передач и моторного агрегатов, антифриза и т.д.) смазка деталей, визуальный осмотр и профилактические работы.

Загрязненная вода от мойки автомашин по канализационному трапу поступает в дренажную емкость объемом 16 м³. По мере накопления емкости, жидкость закачивается в АЦН и вывозится на ЦППН для последующей очистки и закачки в пласт.



Электроснабжение вахтового городка Каражанбас осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК (УКПП). Теплоснабжение зданий осуществляется от котельной ЦППН.

4.2 Цели и задачи проектируемых работ

Объект исследования - система разработки месторождения Каражанбас.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Каражанбас.

Настоящий проект выполнен на основе уточненной геологической модели месторождения, последних утвержденных геологических, извлекаемых запасов и КИН, с учетом изменений свойств пластовой флюидной системы, произошедших за время разработки с начала действия предыдущего проектного документа.

В Проекте разработаны мероприятия по корректированию и совершенствованию существующей системы разработки продуктивных горизонтов, выполнен прогноз основных показателей разработки по 3-м расчетным вариантам, в качестве рекомендуемого выбран вариант 3 - наиболее привлекательный с технологической и экономической точек зрения. Разработаны мероприятия по контролю за разработкой месторождения.

4.2.1 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Уточненным проектом разработки месторождения Каражанбас, разработанный АО КазНИПИМунайгаз (утвержденный ЦКРР РК протоколом №62/9 от 27.08.2015 г.), в целях увеличения эксплуатационного фонда скважин для вовлечения в разработку неподвижных запасов нефти основного объекта разработки горизонта Ю-VII было предусмотрено бурение вертикальных 14 нефтяных скважин, в том числе с вводом в эксплуатацию 5 скважин в 2016 г. и 9 скважин в 2017 г. Однако вышеуказанные эксплуатационные (вертикальные) скважины не были пробурены из-за отсутствия у Филиала прав ввода в эксплуатацию новых скважин, что привело к отставанию от проектных показателей, предусмотренных Проектом разработки месторождения Каражанбас. В целях вовлечения недраенируемых запасов нефти по горизонту Ю-VII на месторождении Каражанбас в 2019 г. были проведены забуривания боковых стволов на скважинах №№51, 73, 86 и 88. Направление бокового ствола из существующих скважин пробурено таким образом, чтобы соответствовало местоположениям проектных скважин, №51 в сторону проектной №№136, 73 в сторону проектной D-1, №86 на 143nd и №88 на №137.

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа, были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Каражанбас, различающиеся между собой количеством и количеством ввода скважин. В вариантах 2 и 3 рассмотрены возвраты скважин по мере их выработки. Таким образом, по 29 нефтяным и 3 газовым скважинам рассмотрены возвраты, по добывающим скважинам при достижении предельной обводненности 98%. При этом основная часть возвращаемых скважин будут разрабатывать газоконденсатные залежи, гидродинамически не связанные с нефтяной частью, что позволяет вести одновременную эксплуатацию нефтяной и газовой части Ю-III, Ю-IV и Ю-V горизонтов.

При расчете основных технологических показателей нефтяных залежей принято разработка при текущих депрессиях.



4.2.2 Технологические показатели вариантов разработки

С учетом глубин залегания, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятой динамики разбуривания были рассчитаны технологические показатели по 3 вариантам разработки.

Рассмотрены 3 следующих варианта разработки:

Вариант 1 – базовый вариант. В качестве базового варианта разработки рассмотрен вариант с продолжением существующей системы разработки, обеспечивающий годовой уровень добычи нефти - 100,4-93,9 тыс. т в течении двух лет.

Во 2 варианте реализованы основные положения уточненного проекта разработки (УПР-2014 г.), разбуривание Ю-VII горизонта добывающими скважинами. Возвратные объекты разработки будут разрабатываться возвратными фондом по мере их отработки на текущем горизонте. Вариант предусматривает бурение 10-ти добывающих скважин на II основной объект эксплуатации с темпом ввода - 5 ед. в 2024 г. и 5 ед. в 2025 г. Вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти 84,2-99,8 тыс.т на протяжении 8 лет (2020-2027 гг.).

Вариант 3 аналогичен варианту 2 по планируемым ГТМ, включая бурение (темп ввода и точки заложения) 10-ти новых скважин. В дополнение предусмотрено бурение 4 добывающих скважин на Ю-VII горизонт в 2026 г., в т.ч. 2 ед. на Ю-3 поднятии и 2 ед. на С-В. Данный вариант характеризуется стабильным уровнем отборов нефти на уровне 103,9-150,2 тыс.т на протяжении 5 лет (2022-2026 гг.).

Ввод новых скважин по вариантам разработки представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Ввод новых скважин по вариантам разработки

Год бурения	Варианты разработки			
	2		3	
	поднятия			
	ЮЗ	СВ	ЮЗ	СВ
2024	151, 152, 153, 154, 155	-	151, 152, 153, 154, 155	-
2025	156, 157	158, 159, 160	156, 157	158, 159, 160
2026	-	-	161, 162	163, 164

Основные технологические показатели разработки и характеристика фонда скважин по 3-му рекомендуемому варианту представлены в таблицах 4.2-4.3.



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Таблица 4.2 - Характеристика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению Каражанбас. Вариант 3 рекомендуемый

Годы	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте-извлеч. д.ед.	Годовая добыча жидкости всего тыс.т	Накопл. добыча жидкости всего тыс.т	Обвод-нен-ность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа		Добыча свободного газа		Добыча конденсата		КИГ %	КИК %
		начальн. %	текущих %							Годовая тыс.т	накопл. тыс.т		Годовая млн.м3	накопл. млн.м3	Годовая млн.м3	накопл. млн.м3	Год-я тыс.т	накопл. тыс.т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2019	109,3	2,3	7,4	3280,549	70,2	0,185	756,7	10271,024	85,6	114,2	1623,6	25,7	5,1	154,85	12	880	1	100	0,227	0,141
2020	92,5	2,0	6,7	3373,1	72,2	0,190	742,5	11013,6	87,5	110,3	1733,9	30,9	4,0	158,9	12	892	1	101	0,230	0,142
2021	86,3	1,8	6,7	3459,4	74,1	0,195	738,9	11752,5	88,3	122,4	1856,3	30,8	3,8	162,7	15	908	1	102	0,234	0,143
2022	78,5	1,7	6,5	3537,9	75,7	0,200	746,6	12499,1	89,5	122,0	1978,3	30,7	3,4	166,1	15	923	1	103	0,237	0,144
2023	80,5	1,7	7,1	3618,5	77,5	0,204	855,5	13354,5	90,6	159,4	2137,7	30,6	3,5	169,5	15	938	1	104	0,241	0,146
2024	75,4	1,6	7,2	3693,9	79,1	0,209	851,5	14206,1	91,1	157,5	2295,3	30,5	3,3	172,8	18	956	1	105	0,246	0,147
2025	74,0	1,6	7,6	3767,9	80,7	0,213	828,1	15034,1	91,1	155,5	2450,8	30,4	3,2	176,0	15	971	1	105	0,250	0,148
2026	84,5	1,8	9,4	3852,4	82,5	0,218	809,6	15843,8	89,6	234,6	2685,4	30,3	3,5	179,5	18	989	1	106	0,254	0,149
2027	79,2	1,7	9,7	3931,6	84,2	0,222	810,3	16654,1	90,2	245,7	2931,2	30,3	3,3	182,8	18	1006	1	107	0,259	0,151
2028	72,1	1,5	9,8	4003,7	85,7	0,226	804,9	17459,0	91,0	244,1	3175,2	30,2	3,1	185,9	19	1026	1	108	0,264	0,152
2029	66,0	1,4	9,9	4069,7	87,1	0,230	798,7	18257,7	91,7	241,8	3417,0	30,2	2,9	188,8	21	1047	1	109	0,269	0,154
2030	59,9	1,3	10,0	4129,6	88,4	0,233	792,8	19050,5	92,4	238,1	3655,1	30,2	2,7	191,4	21	1068	1	110	0,275	0,156
2031	54,4	1,2	10,0	4184,0	89,6	0,236	801,1	19851,6	93,2	235,0	3890,1	30,1	2,5	193,9	21	1089	1	112	0,280	0,157
2032	50,8	1,1	10,4	4234,9	90,7	0,239	800,6	20652,2	93,7	231,6	4121,6	30,1	2,3	196,2	21	1111	1	113	0,286	0,159
2033	48,5	1,0	11,1	4283,3	91,7	0,242	809,1	21461,3	94,0	228,6	4350,2	30,1	2,2	198,5	21	1132	1	114	0,291	0,161
2034	50,2	1,1	13,0	4333,6	92,8	0,245	817,6	22278,9	93,9	225,7	4575,9	27,1	2,7	201,1	21	1153	1	115	0,297	0,162
2035	47,3	1,0	14,0	4380,9	93,8	0,247	822,3	23101,2	94,2	242,4	4818,4	28,9	2,6	203,7	21	1174	1	117	0,302	0,164
2036	43,4	0,9	15,0	4424,3	94,7	0,250	825,9	23927,2	94,7	242,9	5061,2	28,9	2,4	206,1	21	1195	1	118	0,307	0,166
2037	39,8	0,9	16,1	4464,1	95,6	0,252	829,5	24756,7	95,2	243,2	5304,5	28,9	2,2	208,3	21	1216	1	119	0,313	0,168
2038	36,9	0,8	17,8	4501,0	96,4	0,254	832,0	25588,6	95,6	243,6	5548,0	28,9	2,1	210,4	21	1237	1	120	0,318	0,169
2039	34,9	0,7	20,5	4536,0	97,1	0,256	836,1	26424,8	95,8	243,9	5791,9	28,8	2,1	212,5	21	1258	1	122	0,324	0,171
2040	31,6	0,7	23,4	4567,5	97,8	0,258	762,6	27187,4	95,9	244,1	6036,0	31,6	1,9	214,4	18	1276	1	122	0,328	0,172
2041	29,1	0,6	28,1	4596,6	98,4	0,260	766,2	27953,5	96,2	244,4	6280,4	31,5	1,8	216,2	18	1293	1	123	0,333	0,174
2042	26,8	0,6	36,0	4623,4	99,0	0,261	769,7	28723,2	96,5	244,6	6524,9	31,4	1,7	217,9	17	1311	1	124	0,337	0,175
2043	24,8	0,5	52,0	4648,2	99,5	0,262	773,1	29496,4	96,8	244,7	6769,7	31,3	1,6	219,5	17	1328	1	125	0,342	0,176
2044	22,9	0,5	100,0	4671,1	100,0	0,264	776,6	30272,9	97,1	244,9	7014,6	31,2	1,5	221,0	17	1346	1	126	0,346	0,178



Таблица 4.3 - Характеристика фонда скважин в целом по месторождению Каражанбас. Вариант 3 рекомендуемый

Годы	Ввод скважин из бурения				Фонд скважин с нач.разр. ед.	Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Переводы скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину			Прим. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.	газовых ед.			из нефтяного в газовый ед.	из газового в нефтяной ед.	добывающий фонд ед.	действующий добывающий ед.	газовый ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	газа м ³ /сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2019	0	0	0	0	92	202	0	0	68	55	3	4	5,6	39,1	265,0	82,3
2020	0	0	0	0	92	202	1	0	68	55	4	4	4,8	38,3	207,0	79,5
2021	0	0	0	0	92	202	2	0	68	53	4	4	4,5	38,1	198,5	88,3
2022	0	0	0	0	92	202	2	1	68	51	6	4	4,1	38,5	175,1	88,0
2023	0	0	0	0	92	202	0	0	68	51	6	4	4,2	44,2	178,2	114,9
2024	5	5	0	0	97	213	2	0	73	54	10	4	3,9	44,0	169,1	113,6
2025	5	5	0	0	102	224	2	0	78	57	12	4	3,5	39,2	151,1	112,1
2026	4	4	0	0	106	233	0	0	82	61	12	4	3,7	35,4	152,7	169,1
2027	0	0	0	0	106	233	0	0	82	61	12	4	3,3	33,3	137,0	177,2
2028	0	0	0	0	106	233	1	0	82	60	13	4	3,0	33,1	126,8	176,0
2029	0	0	0	0	106	233	1	0	82	59	14	4	2,7	32,9	117,6	174,3
2030	0	0	0	0	106	233	0	0	82	59	14	4	2,5	32,6	109,3	171,7
2031	0	0	0	0	106	233	0	0	82	59	14	4	2,2	33,0	101,3	169,4
2032	0	0	0	0	106	233	2	0	82	57	16	4	2,1	32,9	96,2	167,0
2033	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	2,0	33,3	91,6	164,8
2034	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	2,1	33,6	109,0	162,7
2035	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	1,9	33,8	105,1	174,8
2036	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	1,8	34,0	98,3	175,1
2037	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	1,6	34,1	92,1	175,4
2038	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	1,5	34,2	87,9	175,6
2039	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	16	4	1,4	34,4	84,9	175,8
2040	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	12	4	1,3	31,4	78,5	176,0
2041	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	12	4	1,2	31,5	73,8	176,2
2042	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	12	4	1,1	31,7	69,5	176,3
2043	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	12	4	1,0	31,8	65,5	176,5
2044	0	0	0	0	106	233	0	0	82	57	12	4	0,9	32,0	61,8	176,6



4.3 Экономические показатели вариантов разработки

Целью настоящего раздела является оценка экономической эффективности разработки месторождения Каражанбас с учетом особенностей реализации нефтегазовых проектов в Республике Казахстан. Результаты проведенной экономической оценки позволяют предварительно определить доходы государства и недропользователя.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами предприятия.

Проектный срок по рассматриваемым вариантам разработки месторождения является разным и составляет по первому варианту 36 лет с 2021 по 2056 год, по второму и третьему вариантам 30 лет с 2021 по 2050 год.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками.

- **первый вариант** – базовый вариант с продолжением существующей системы разработки, без проведения ГТМ;
- **второй вариант** – предусматривает бурение 10-ти добывающих скважин на основных объектах разработки, с темпом ввода - 5 ед. в 2024 г., и 5 ед. в 2025 г. Газовые залежи кроме существующего фонда разрабатываются также возвратными скважинами по мере их отработки на нефтяных горизонтах. Также данный вариант рассматривает проведение ГТМ, направленных на повышение продуктивности скважин – возвраты и переводы скважин;
- **третий вариант** – включает все основные положения второго варианта и дополнительно предусматривает бурение 4-х добывающих скважин в 2026 году.

Проведенные экономические расчеты показали эффективность третьего варианта по экономическим характеристикам.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 4.4 и на рисунках 4.4, 4.5.

Таблица 4.4– Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
1	Проектный срок	годы	2021-2056	2021-2050	2021-2050
2	Количество лет проектного срока	лет	36	30	30
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	30 087	21 175	23 989
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	1 233	1 282	1 404
5	Объем добычи газа	млн. м3	58	66	70
6	Объем добычи газоконденсата	тыс. тонн	5	5	5
7	Объем закачки воды	тыс. тонн	4 091	6 271	6 753
8	Бурение новых скважин:	единиц	-	10	14



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
8.1	добывающие вертикальные	единиц	-	10	14
9	КИН	д.е	0,260	0,263	0,270

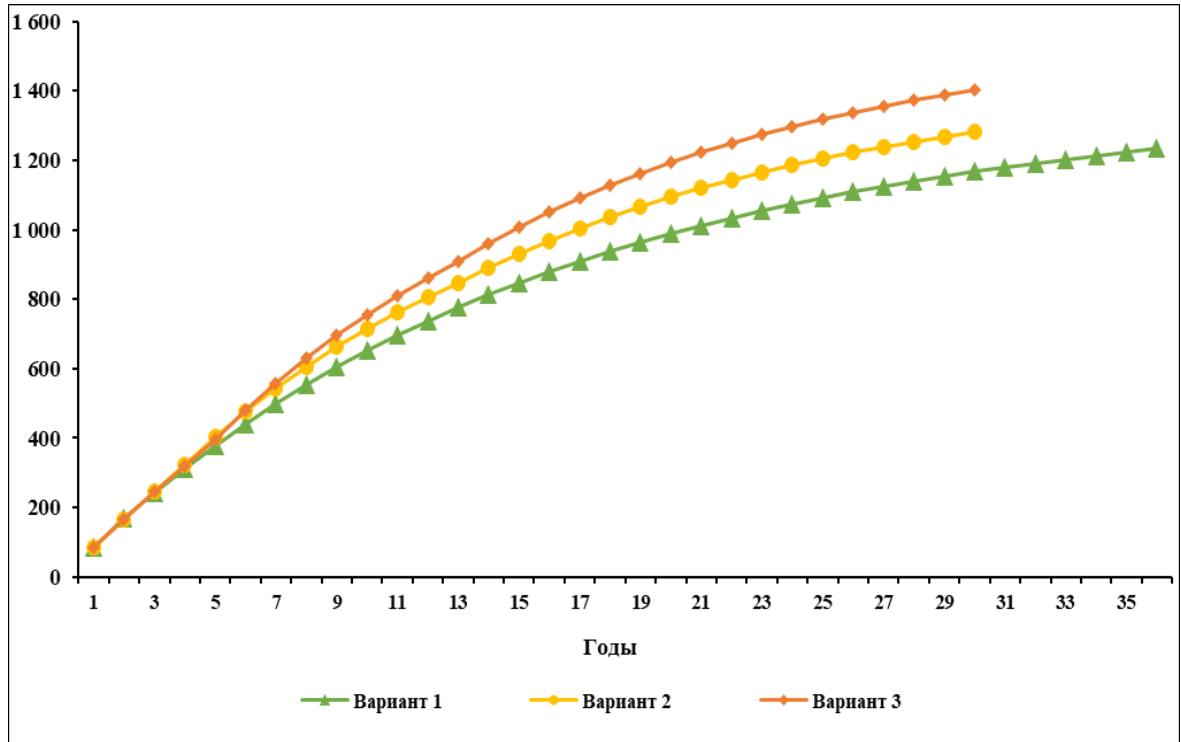


Рисунок 4.4– Объем добычи нефти по вариантам за проектный срок, тыс. тонн

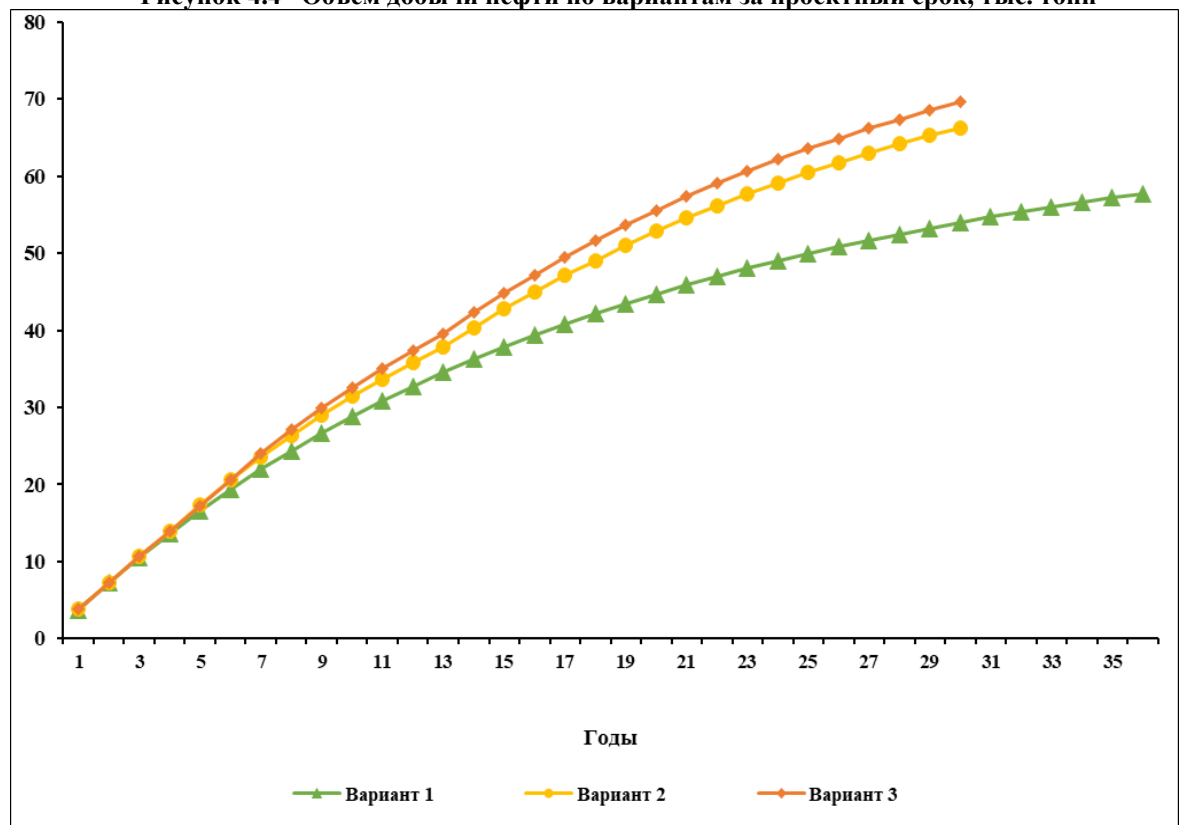


Рисунок 4.5– Объем накопленной добычи газа по вариантам за проектный срок, млн.м3



4.4 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Технико-экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения Каражанбас.

При принятых условиях и допущениях представленный проект экономически эффективен по всем трем вариантам. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Каражанбас проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по альтернативным вариантам, приведенных в сводной таблице 4.5.

Таблица 4.5– Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	годы	2021 - 2030	2021 - 2040	2021 - 2044
Добыча жидкости	тыс.тонн	7 403	14 350	19 259
Добыча нефти	тыс.тонн	651	1 094	1 298
Добыча попутного газа	млн.м3	29	53	62
Добыча газоконденсата	тыс.тонн	5	5	5
Закачка воды	тыс.тонн	1 045	4 120	5 281
КИН за рентабельный период	д.е.	0,227	0,252	0,264
Ввод новых скважин из бурения	сквж	-	10	14
Вертикальных добывающих	сквж	-	10	14
Суммарная выручка от реализации	млн. \$	224,3	422,3	519,8
Капитальные затраты, (без НДС)	млн. \$	-	10,2	14,0
в строительство скважин	млн. \$	-	7,9	11,2
в нефтепромысловое строительство	млн. \$	-	2,3	2,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации	млн. \$	197,9	364,2	448,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	191,8	345,9	424,5
Операционный доход	млн. \$	26,4	58,1	71,5
Чистая прибыль	млн. \$	17,8	36,5	47,6
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	301,81	331,46	344,03
Полная себестоимость 1 барреля нефти	\$/бнэ	41,74	45,84	47,58
Удельные КВЛ на 1 тонну нефти	\$/тонна	0,00	9,31	10,77
Удельные КВЛ на 1 баррель нефти	\$/бнэ	0,00	1,29	1,49
Удельные КВЛ на 1 тонну УВ	\$/тонна	0,00	2,18	2,38
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	\$/тонна	292,55	314,91	325,86
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	\$/бнэ	40,46	43,56	45,07
Чистые недисконтированные поступления				
- до налогообложения	млн. \$	102,1	200,3	247,7
- после налогообложения	млн. \$	28,0	55,3	67,4
- поступления Государству	млн. \$	83,6	160,2	197,7
Чистые дисконтированные поступления, NPV				
- до налогообложения				
при ставке дисконта в 7%	млн. \$	78,4	121,0	137,0
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	67,8	94,1	102,8
при ставке дисконта в 15%	млн. \$	61,2	79,7	85,3
- после налогообложения				
при ставке дисконта в 7%	млн. \$	23,0	35,1	39,2
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	20,7	28,0	30,0
при ставке дисконта в 15%	млн. \$	19,1	24,1	25,2
- в бюджет Государства				



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
при ставке дисконта в 7%	млн. \$	62,5	94,8	107,4
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	53,1	73,0	80,0
при ставке дисконта в 15%	млн. \$	47,4	61,5	66,2
Срок окупаемости проекта	год	-	менее года	менее года
Индекс доходности, PI				
при 0% дисконта	ед.	-	6,4	5,8
при ставке дисконта в 7%	ед.	-	5,4	4,7
при ставке дисконта в 11,5%	ед.	-	5,0	4,3
при ставке дисконта в 15%	ед.	-	4,8	4,1

Выводы

Проведенные расчеты показали, что за рентабельный период разработки самыми наилучшими технико-экономическими показателями обладает третий вариант, так как:

- **первый вариант** характеризуется меньшими объемами добычи нефти и газа, поскольку при продолжении текущего состояния разработки дополнительное бурение скважин не планируется. Объемы добычи по первому варианту за рентабельный период составили 651 тыс. тонн нефти, что отразилось на уровне КИН, который самый низкий и составляет 0,227 д.е., NPV после налогообложения при ставке WACC 11,5% равен 20,7 млн.\$;
- **второй вариант** предполагает разработку месторождения с бурением и вводом в эксплуатацию 10 добывающих скважин. Суммарная выручка от реализации нефти и газа составит 422,3 млн.\$. Капитальные затраты на строительство в данном варианте достигают 10,2 млн.\$, суммарные дисконтированные поступления после налогообложения при ставке 11,5% составят 28 млн.\$. Необходимо отметить, что уровень всех основных технико-экономических показателей второго варианта значительно ниже, чем по сравнению с третьим вариантом;
- **третий вариант** аналогичен второму варианту, дополнительно предусматривает бурение 4 добывающих скважин. Проводимые мероприятия оказывают положительное влияние на увеличение добычи нефти, а, следовательно, и доходной части данного варианта. За рентабельный период проекта ожидается объем добычи нефти – 1 298 тыс.тонн, природного газа – 62 млн.м³, значение КИН – 0,264. Предлагаемый вариант имеет наиболее выгодные экономические показатели и превосходит все рассмотренные варианты по основному показателю, определяющему выбор рекомендуемого варианта и эффект проекта - чистым дисконтированным поступлениям недропользователя NPV, которые за рентабельный период эксплуатации составляют самые высокие положительные значения при ставках дисконта 7, 11,5, 15% соответственно 39,2 млн.\$, 30,0 млн.\$, 25,2 млн.\$., показатель индекс доходности PI при ставке WACC 11,5% равен 4,3 д.е.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по **третьему варианту** экономические показатели оказались лучше, чем по двум альтернативным вариантам разработки месторождения Каражанбас. По третьему варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему



ождается самый высокий экономически обоснованный КИН - 0,264 д.е. и самый долгий рентабельный период из всех рассматриваемых вариантов.

По результатам проведенного технико-экономического анализа наилучшими технико-экономическими показателями характеризуется **третий вариант**, который рекомендуется к реализации.

4.5 Техника и технология добычи нефти и газа

4.5.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

Обоснование и выбор способа эксплуатации на период разработки месторождения Каражанбас проведены на основании анализа эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловой характеристики пластов, физико-химических свойств флюида.

Состояние эксплуатационного фонда месторождения Каражанбас

На дату составления проекта разработки месторождения Каражанбас по состоянию изученности на 01.01.20201 года, добыча газа осуществляется фонтанным способом, а добыча нефти осуществляется фонтанным, газлифтным и механизированным способами. Разработка продуктивных горизонтов осуществляется на естественном режиме истощения пластов.

На месторождении Каражанбас по состоянию на 01.11.2020 г. общий фонд скважин составляет 92 ед. Из них: нефтяных добывающих - 68, нагнетательных – 9, газовых – 3 (2 в освоении), водозаборных - 3, ликвидированных - 9 скважин.

Состояние фонда и распределение скважин по способам эксплуатации по состоянию на 01.11.2020 г. отображено в таблице 4.6.

Таблица 4.6– Фонд скважин месторождения Каражанбас по состоянию на 01.11.2020 г.

№№ п/п	Фонд скважин	Способ эксплуатации	Количество	
			ед.	%
1	2	3	4	5
1	Добывающие	Эксплуатационный	68	100
		действующий	57	84
		в т.ч. фонтанные	9	16
		газлифтные	13	23
		механизированные	35	61
		из них УПШН	24	68
		УВШН	11	32
2	Нагнетательные	УЭЦН	-	-
		бездействующий	11	16
		Эксплуатационный	9	100
2	Нагнетательные	действующий	5	56
		в т.ч. утилизационные	4	44
		бездействующий	-	-
3	Газовые	Эксплуатационный	3	100
		действующий	3	100
		бездействующий	-	-

Как следует из представленных данных (таблица 4.8) из нефтяных скважин фонтанным способом эксплуатируется 9 скважин (16%) действующего фонда.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 68 скважин (100%), действующий – 57 скважины (84%), бездействующий 11 (16%). Из числа действующих: фонтанных – 9 скважин (16%); механизированных - 35. Из числа механизированных: газлифтных – 13 (23%), УПШН – 24 скважин (68%), УВШН – 11 скважин (32%). Скважины,



оборудованные УЭЦН, на анализируемый период на месторождении Каражанбас отсутствуют.

Бездействующий добывающий фонд составляет 11 скважин: газовые - 5 скв. (№№ 6, 7, 9, 31, 89); нефтяные – 6 скв. (№№ 25, 55, 79, 81, 87, 93).

Действующий **нагнетательный** фонд месторождения составляет 9 скважин (№№ 66, 76, 80, 82, 92), в том числе 4 утилизационные (№№ 11, 21, 30, 69). Скважина №76 в ожидании КРС – ликвидация аварии и №92 в БД из-за необходимости высокого давления для нагнетания. Среднесуточная общая приемистость 3 скважин (66, 80, 82) составляет 315 м³/сут. Среднее давление закачки 7,366 МПа. Данные параметры анализировались по технологическому режиму работы нагнетательных скважин. Подземное оборудование нагнетательного фонда скважин состоит из НКТ диаметром 73 мм, низ которых оборудован воронкой диаметром 89 мм. Устья нагнетательных скважин оборудованы фонтанными арматурами марки АФК1–65–21ПС.

Газовые скважины на месторождении Каражанбас представлены скважиной №№ 68, 70 и 81. Среднесуточный дебит газа из №68 составляет 12000 м³/сут., среднесуточный дебит конденсата составляет менее 0,7 т/сут. В бездействующем фонде 2 скважины (№№ 70) находятся по причине отсутствия подачи газа и №81 - ввод после перехода на вышележащий горизонт (Ю-III. Режим установлен исходя из расчетов при своевременной работе по переходу на горизонт). Ввод в эксплуатацию планировалось в сентябре 2020 г.

Анализ работы фонтанных скважин

На период фонтанирования условиям эксплуатации скважин удовлетворяют насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм. Спуск НКТ осуществляется до интервала перфорации. Устье фонтанных скважин оборудовано фонтанной арматурой на АФК-2-65-350 с рабочим давлением 35 МПа с проходным стволом и проходным диаметром боковых отводов 65 мм. боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания требуемого давления и установления оптимального режима работы скважины. Фонтанные скважины эксплуатируются со средним дебитом по жидкости 22,2 м³/сут, и по нефти 9,8 т/сут, с обводненностью 35,9%.

В процессе эксплуатации скважин, вследствие падения пластового давления и роста обводнённости, скважины переводятся на механизированный способ добычи.

Анализ работы газлифтных скважин

По состоянию на 01.12.2020 г. на месторождении Каражанбас газлифтным способом эксплуатируются 13 добывающих скважин, из них 12 единиц разрабатывают горизонт Ю-VII. Газлифтная эксплуатация скважин месторождения осуществляется с помощью компрессора. Газ, поступающий с компрессора, подогревается в печах для предотвращения образования гидратов.

Средние дебиты газлифтных скважин составляют по жидкости - 65,3 м³/сут, по нефти – 5,2 т/сут, при обводненности продукции скважин – 87,2 %. Давления закачки изменяются от 4,4 до 6,4 МПа. Параметры работы газлифтных скважин представлены в таблице 6.1.3.

Объемы газа, закачиваемые на цели газлифта, изменяются в широком диапазоне от 4000 до 28000 м³/сут, соответственно изменяется удельный расход газа на 1 м³ поднимаемой жидкости от 101 до 1136 м³/м³.



Эксплуатация скважин газлифтными установками на месторождении с большими глубинами, в широком диапазоне дебитов, обводненности до 90% и газосодержании представляется наиболее эффективной.

Существующее состояние обустройства месторождения Каражанбас позволяет осуществлять эксплуатацию газлифтным способом. Кроме того, месторождение располагает запасами свободного газа горизонта Ю-III, способными обеспечить необходимый объем для газлифта. Применение газлифтных клапанов извлекаемого типа позволяет проводить их замену с помощью канатной техники без привлечения бригад ПРС, что сокращает затраты на подземный ремонт скважин.

На основании фактических данных работы добывающих скважин следует, что скважины целесообразно продолжать эксплуатировать газлифтным способом. На период эксплуатации подземное оборудование газлифтных скважин представлено насосно-компрессорными трубами диаметром 73 мм с газлифтными клапанами. Количество клапанов марки – КГ-25 варьируется от 1 до 5 единиц (пусковые муфт). Спуск НКТ с воронкой осуществляется до глубины в среднем 2227м. Устье газлифтных скважин оборудовано фонтанной арматурой марки АФКЗ-65-35 (производство Баку Азербайджан) с проходным диаметром ствола и проходным диаметром боковых отводов 65 мм. Боковой отвод арматуры оборудуется штуцером для поддержания соответствующего давления и установления оптимального режима работы скважины.

Анализ работы скважин, оборудованных УПШН

Анализ скважин, оборудованных УПШН, проводился по следующим параметрам: дебит жидкости и нефти, обводненность, глубина спуска насоса, динамический уровень, коэффициент подачи насоса и др.

Наземное оборудование скважины УПШН обеспечены станками качалками типа ПШГН 8-3-550-01. Устьевое оборудование представляет собой крестовину, установленную на колонной головке и оснащенную сальниковым уплотнительным стаканом СУС-1, тройником отвода продукции и запорно-регулирующей арматурой. Подземное оборудование УПШН состоит из глубинных трубных насосов типа ННШ, ННБ и НВ1Б диаметрами 32, 38, 44, 57 и насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73 мм (2,5"). Наиболее применимыми являются насосы диаметрами ННШ-32 и 44 мм, составляющие >60 % общего числа установок. Средняя глубина спуска насосов составляет 1351 м, а компоновки с хвостовиками - 1816 м.

По состоянию на 01.12.2020 г. количество действующих скважин, оборудованных УПШН составляет 23 ед. Скважины работают с дебитом по жидкости от 2 до 19,2 м³/сут, по нефти от 0,7 до 7,3 т/сут, обводненность продукции колеблется от 6 до 95%.

Скважины, оборудованные УПШН, характеризуются средними дебитами по жидкости 19,1 м³/сут, по нефти 2,6 т/сут, при средней обводненности 75 %. Из средних показателей добычи скважин наблюдается неравномерный темп обводненности по группам скважин, характеризующимся различной продуктивностью. Наиболее высокое обводнение продукции 95 % характерно для скважины 52, (горизонт Ю-I) оборудованной насосом диаметром 57 мм.

Одним из важнейших показателей эффективности работы УПШН является реализуемый ими коэффициент подачи насоса ($k_{\text{под}}$).



В общем случае принято считать работу УПШН удовлетворительной при достижении коэффициента подачи насоса в пределах от 0,3 до 0,8. При коэффициенте подачи более 0,8 - работа скважин характеризуется не полной реализацией потенциальных возможностей, коэффициент подачи в пределах и выше 1,0 характерен для скважин, работающих на полуфонтанном режиме, а при коэффициенте подачи менее 0,3 - работу насоса следует считать не удовлетворительной.

На месторождении работа фонда в целом характеризуется удовлетворительным коэффициентом подачи насоса 0,6.

По данному фонду скважин требуется рассмотреть возможность проведения комплекса исследований по выявлению причин водопритока, и реализаций геолого-технических мероприятий по его ограничению.

Анализ работы скважин, оборудованных УВШН

Фонд действующих скважин, оборудованных установками винтовых штанговых насосов (УВШН), по состоянию на 01.12.2021 г. составил 12 единиц. На месторождении применяются винтовые насосы типоразмеров 6, 10, 16, и 42 м³/сут напорами 1800÷2400 м.в.ст.. Средняя глубина спуска насоса составляет 1138 м.

Как следует из таблицы 4.8, из общего фонда скважин, оборудованных УВШН, с обводненностью добываемой продукции менее 80% работают 6 единиц., с обводненностью более 80 % - 4 скважины. Дебиты нефти и жидкости изменяются от 0,3 до 12,4 т/сут и от 3 до 50 м³/сут соответственно.

Одним из важнейших показателей эффективности работы УВШН является реализуемый ими коэффициент подачи насоса ($K_{под}$). При коэффициенте подачи насоса от 0,3 до 0,8 - работа УВШН считается удовлетворительной. При коэффициенте подачи насоса более 0,8 - скважина не в полной мере реализует свои потенциальные возможности. При коэффициенте подачи насоса в пределах 1,0 и более – скважина работает на полуфонтанном режиме, а при коэффициенте подачи менее 0,3 - работа насоса считается не удовлетворительной.

В целом работа действующего фонда УВШН характеризуется удовлетворительной, с коэффициентом подачи насоса 0,8.

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются: геолого-промысловыми характеристиками продуктивных горизонтов, физико-химическими свойствами флюидов, а также из условий эксплуатации скважин и рекомендуемого варианта разработки. Анализ показателей эксплуатации скважин позволил выделить основные условия, характерные для данного месторождения и влияющие на выбор способа эксплуатации:

- средняя глубина залегания продуктивных горизонтов до 2750 м;
- пластовое давление юрских и верхнетриасовых горизонтов составляет 21,6 МПа; среднее пластовое давление по данным замеров- 14,9 МПа;
- давление насыщения нефти газом изменяется в пределах от 4,7 до 19,5 МПа;
- газосодержание нефти по залежам изменяется от 25 м³/т до 149,7 м³/т;
- вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 0,9 до 3,3 мПа с;



- нефть месторождения малопарафинистая (содержание парафина 0,83-4,16% масс.), среднесернистая (содержание серы 0,56-1,43 %масс.). Температура застывания нефти изменяется от минус 9 °С до минус 30 °С;
- скважины характеризуются средней и низкой продуктивностью.

Выводы и рекомендации

По фонтанному фонду скважин:

- За анализируемый период фонтанным способом эксплуатируются 9 скважин.
- На период фонтанирования устье фонтанных скважин рекомендуется оборудовать фонтанной арматурой АФК-65/65×35 на рабочее давление 35 МПа и применять насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм.
- Применяемые способы эксплуатации и типы внутрискважинного оборудования соответствуют условиям месторождения и проектным решениям.
- По мере падения пластового давления и роста обводнённости скважины рекомендуется эксплуатировать механизированным способом.

По газлифтному фонду скважин:

- За анализируемый период газлифтным способом эксплуатируются 13 скважин.
- Применяемые способы эксплуатации и типы внутрискважинного оборудования соответствуют условиям месторождения и проектным решениям.
- Рекомендуется продолжить эксплуатацию действующих скважин газлифтным способом. При переводе скважин с фонтанного способа на газлифт необходимо произвести для каждой скважины индивидуальные аналитические работы по газу при закачке (расчет объема газа, давление закачки газа, гидравлические потери газа, ожидаемый дебит скважины, выбор способа эксплуатации без компрессорный или компрессорный и т.д.).
- Для герметизации устья газлифтных скважин, а также для возможности проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ рекомендуется обеспечить устьевое оборудование – АФК-80/65×70 на рабочее давление 70 МПа.

По УПШН:

- За анализируемый период установками плунжерного штангового насоса эксплуатируются 24 скважины.
- Применяемые способы эксплуатации и типы внутрискважинного оборудования соответствуют условиям месторождения и проектным решениям.
- В условиях высокого содержания газа в нефти и эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения, рекомендуется приём насосов оснастить газозащитными средствами (газовый сепаратор, газопесочный якорь).
- Выбор оборудования и оптимизацию параметров работы УПШН рекомендуем производить индивидуально по конкретным скважинам в зависимости от дебита, % обводнённости добываемой продукции, газосодержания, величины пластового давления и т.д.
- Для более полной реализации потенциальных возможностей скважин, рекомендуется провести ПРС в скважине №25 и ГТМ по интенсификации притока жидкости в скважинах №№84, 126.

По УВШН:



- За анализируемый период установками винтового штангового насоса эксплуатируются 11 скважин.
- Применяемые способы эксплуатации и типы внутрискважинного оборудования соответствуют условиям месторождения и проектным решениям.
- При переводе скважин на эксплуатацию УПШН рекомендуется использовать вставные насосы НВ диаметрами 32, 38, 44 мм, трубные не вставные насосы НН диаметрами 32, 38, 44, 57 мм, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8” и 3/4”.
- Для более полной реализации потенциальных возможностей скважин, рекомендуется провести ПРС с целью смены насоса в скважине №№63 и 101, и геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока в скважинах №№57, 62.
- В основании насоса рекомендуется использовать хвостовик с прорезями длиной 0,5-1 м или отверстиями диаметром 20 мм. Спуск ротора осуществлять на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента.
- Рекомендуется проводить периодический мониторинг состояния наземного и подземного оборудования.

4.5.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Технологические процессы добычи нефти на месторождении осложнены парафиносолеотложениями в призабойной зоне скважин, подземном и наземном оборудовании, что снижает продуктивность скважин, увеличивает объём ремонтных и профилактических работ.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с парафиноотложениями

В процессе разработки месторождения в результате изменения давления, температуры и газосодержания изменяется и температура насыщения нефти парафином. Этот параметр является весьма важным для прогнозирования парафинообразования.

Температура насыщения дегазированной нефти была получена в результате ранее проведенных исследований, проведенных в КазНИПИнефть фильтрационным способом. Установлена зависимость температуры насыщения дегазированной нефти от содержания парафина и смол.

Используя результаты проведенных исследований, рассчитана температура насыщения нефти парафином. Для скважин месторождения Каражанбас составляет 52,6 °С. Как следует из расчетных данных ($T_{\text{нас.пл}} = 52,6 \text{ °С}$), при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас.пл}} > 10 \text{ °С}$ нефть недонасыщена парафином. Также принимая во внимание, что значения величины $P_{\text{заб.}} = 19,4 \text{ МПа}$ превышают значения $P_{\text{нас.}} = 15,8 \text{ МПа}$, то выпадение АСПО в призабойной зоне происходить не будет. На данный момент на месторождении проблема парафинообразования в призабойной зоне скважин отсутствует.

Однако следует отметить, что нефть охлаждается при движении ее по стволу скважины за счет выделения и расширения газа, в результате уменьшения растворяющей способности нефти твердые углеводороды начинают выделяться из раствора. Следует отметить, что на скважинах снижается устьевое давление при одновременном росте затрубного давления. Таким образом, приведение термодинамических условий разработки скважин к условиям насыщения нефти парафином предопределило его выпадение в



колонне НКТ. Зона интенсивной парафинизации может возникнуть в выкидных линиях сразу за штуцером, в результате падения давления и резкого снижения температуры потока, разгазирования нефти, расширения свободного газа. Изменение всех этих параметров создает благоприятные условия для кристаллизации парафиновых фракций. Процесс разгазирования и расширения газа идет и на некотором расстоянии от штуцера; с этим связано расположение парафиновых отложений по всему периметру труб вблизи штуцера. Интенсивность парафинизации выкидных линий возрастает с понижением температуры окружающей среды. Понижение температуры способствует интенсивному выпадению парафинов из раствора, что, соответственно, приводит к увеличению отложений. Для борьбы и с целью профилактики и стабилизации добычи, на месторождении проводятся тепловые обработки: обработки горячей водой (ОГВ) и обработки горячей нефтью (ОГН).

Выбор конструкционных материалов и защита от коррозии технологического оборудования месторождения Баранколь

Основные технологические объекты месторождений Каражанбас и Толкын представлены установкой подготовки нефти УПН на месторождении Каражанбас, установкой подготовки газа УКПГ ТОО Толкыннефтегаз, расположенной в непосредственной близости от месторождения Каражанбас, общей товарно-сырьевой базой ТСБ, системой внутри- и межпромысловых газопроводов, и нефтепроводов.

Система ППД в соответствии с существующими проектными документами должна обеспечивать:

- 1) объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;
- 2) подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки.

Транспортный газопровод из стали 20 от месторождения Толкын до месторождения Каражанбас имеет протяженность около 50 км. Прокладка трубопровода подземная. Глубина заложения – 1,0 м. На переходах через соровые участки трубопровод прокладывается наземно в насыпи. Газоконденсатная смесь месторождения Толкын под давлением 11,5 МПа подается в магистральный продуктопровод и выходит в конечной точке транспорта под давлением 8,5 МПа. Трубопровод защищен от почвенной коррозии антикоррозийным покрытием и оснащен системой станций катодной защиты.

Установлено, что содержание взвешенных веществ в пробах сточных вод месторождения Каражанбас превышает допустимое значение и достигает значений 130-140 мг/л. На месторождении Каражанбас, более 83% взвешенных веществ имеют размеры частиц, превышающие 3 мкм.

По требованиям к качеству закачиваемой воды, минерализованная вода не должна содержать сероводород, но в пробе минерализованной воды на месторождении Каражанбас, содержание сероводорода составляет 18,85 мг/л.

Показано, что показатель по ионам 3-х валентного железа значительно превышают допустимые нормы на месторождении Каражанбас. Это приводит к повышению уровня коррозии технологических резервуаров и трубопроводов, контактирующих с минерализованной водой.



4. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Таблица 4.7– Химический состав вод месторождений Толкын и Каражанбас

Наименование показателей	Выход с УПН	Выход с УКПГ (м.Толкын)	Скв.№ 30	Скв.№ 11
Плотность, г/см ³	1,132	1,028	1,131	1,139
Концентрация водородных ионов, рН	5,51	6,43	5,62	5,46
Содержание суммы калия и натрия, мг/л	61404,02	12279,01	65839,34	68887,30
Содержание кальция, мг/л	6613,20	1362,72	7214,40	6813,60
Содержание магния, мг/л	2067,20	401,28	1459,20	1337,60
Содержание хлоридов, мг/л	112094,32	21148,41	112790,56	83841,65
Содержание сульфатов, мг/л	244,43	516,02	275,70	234,56
Содержание карбонатов, мг/л	Не обнаруж.	Не обнаруж.	Не обнаруж.	Не обнаруж.
Содержание бикарбонатов, мг/л	158,60	1683,60	195,20	195,20
Суммарная минерализация, мг/л	182581,8	37391,14	187774,4	139309,9
Содержание свободной двуокиси углерода, мг/л	176	204	264	246,40
Содержание железа III, мг/л	22,40	10,36	18,20	17,08
Содержание сероводорода, мг/л	18,85	83,73	Не обнаруж.	18,28

Основным конструкционным материалом для изготовления технологического оборудования выбрана сталь 20.

Повышенное содержание механических примесей и наличие растворенного сероводорода существенно повышает агрессивность технологической среды и может приводить к протеканию интенсивной локальной («канавочной коррозии») стальных трубопроводов.

Исследования коррозионной агрессивности рабочего агента проведены гравиметрическим методом в соответствии с ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний. Общие требования. Методы определения защитной способности».

Сущность метода заключается в экспозиции металлических образцов в испытываемой среде в условиях движения жидкости относительно образцов и оценке скорости коррозии по потере их массы, на основании чего определяется степень агрессивности среды воздействия.

Результаты проведенных исследований приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Результаты лабораторных исследований сточных вод месторождений Каражанбас,

Место отбора проб воды	Масса образцов, г		Потеря массы, г	Скорость коррозии мм/год
	до исп.	после исп		
М-е Каражанбас после УПН	1,5534	1,5514	0,0020	0,3014
	1,5091	1,5075	0,0016	
	1,5337	1,5315	0,0022	
Устье скважины 11 м-я Каражанбас	1,4702	1,4682	0,0020	0,3095
	1,5176	1,5156	0,0020	
	1,4992	1,4973	0,0019	



По уровню коррозионной агрессивности эти воды характеризуются как коррозионные и оцениваются 5 баллами по десятибалльной шкале коррозионных условий для металлов. Результаты агрессивности сточных вод, определенные по ГОСТ 9.905-82 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Характеристика рабочей среды по десятибалльной шкале коррозионных условий для металлов

Пробы воды	Скорость коррозии, мм/год	Балл	Степень агрессивного воздействия среды
м.Каражанбас после УПН	0,30	5	среднеагрессивная
Устье скважины 11 м.Каражанбас	0,31	5	среднеагрессивная

В связи с повышенным уровнем коррозионного износа сталь 20 в технологических условиях, рекомендуется проведение коррозионного мониторинга на предмет выявления очагов повышенной локальной коррозии технологического оборудования. Для этого необходимо разработать методику определения скорости локальной коррозии оборудования с помощью системы электрохимических датчиков и провести измерение ее уровня и выявить участки повышенного износа технологических аппаратов и трубопроводов месторождения Баранколь.

Кардинальным средством предотвращения локальной коррозии нефтепроводов и водоводов является замена стальных трубопроводов на трубопроводы, выполненные из стеклопластиков.

Для защиты от коррозии резервуаров УПН РВС-1,2,3,4, а также водоотделителей – сборников (V-1, V-10, V-4) рекомендуется применение лакокрасочных материалов, нанесенных на внутреннюю поверхность аппаратов.

Эффективная защита от коррозии резервуаров РВС-1,2,3,4 обеспечивается нанесением лакокрасочных покрытий на днище резервуаров и обечайку резервуаров, по крайней мере, до уровня обечайки 1,5-2 м от днища.

Выводы и рекомендации:

1. Минерализованная вода месторождения Баранколь характеризуется средней агрессивностью по отношению к углеродистой стали (сталь 20) и требует применения дополнительных средств защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов.

2. Рекомендуется проведение коррозионного мониторинга на предмет выявления очагов повышенной локальной коррозии технологического оборудования и внедрения эффективных способов защиты от коррозии.

3. Кардинальным средством предотвращения повышенной коррозии нефтепроводов и водоводов является замена стальных трубопроводов на трубопроводы, выполненные из стеклопластиков.

4. Для защиты от коррозии резервуаров УПН РВС-1,2,3,4, а также водоотделителей – сборников (V-1, V-10, V-4) рекомендуется применение лакокрасочных материалов, нанесенных на внутреннюю поверхность аппаратов.



4.5.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Проектные решения по системе промышленного сбора продукции добывающих скважин на месторождении Каражанбас

В данной работе к реализации предложен Вариант 3 разработки месторождения, по которому в 2024, 2025 и 2026 годах предполагается ввод из бурения 15-ти вертикальных скважин. Ввод скважин из бурения по Варианту 3 по годам показан в таблице 4.1. После реализации бурения максимальный действующий фонд нефтяных скважин составит 63 скважины, газовых – 15 ед., нагнетательных скважин – 4 ед.

По 3-ему варианту за весь расчетный период (2021-2050 г.г) была запланирована ликвидация 10 нефтяных скважин, в том числе за прибыльный период (2021-2044 гг.), который рассматривается в данном проекте, планировалось ликвидировать 9 скважин. Согласно «Требованиям промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов», утвержденных Министром по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 12 сентября 2011 года №380, ликвидация скважин должна происходить на основе «Типового проекта на ликвидацию, консервацию скважин месторождения Каражанбас».

Объемы работ по обустройству проектных скважин, выводимых из бурения, показаны в таблице 4.10. Как следует из представленных данных, для подключения скважин и обеспечения оперативного контроля над режимами работы 14-ти проектных нефтяных скважин потребуется прокладка стальных теплоизолированных выкидных трубопроводов DN 100-95 мм общей протяженностью ориентировочно 9905 м.

Таблица 4.10– Объемы строительных работ и динамика ввода дополнительного оборудования по системе промышленного сбора нефти

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	годы		
				2024	2025	2026
1	Подключение проектных добывающих скважин, всего	ед.	14	5	5	4
	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	ед.	14	5	5	4
2	Прокладка выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100-95 мм) по проектным скважинам, всего	м	9 905	4 700	2 894	2 311

Технологический процесс подготовки нефти на УПН месторождения Каражанбас

Установка подготовки нефти (УПН) месторождения Каражанбас предназначена для централизованной подготовки потока добываемой продукции, поступающего с объектов нефтепромыслов, расположенных на месторождении Толкын и месторождении Каражанбас.

Технологический процесс на УПН включает в себя трехступенчатую сепарацию нефти, включая КСУ. Производительность УПН Каражанбас составляет:

- по жидкости (нефть и вода) – 504 тыс.т/год;
- по нефти – 288 тыс.т/год;
- по воде – 216 тыс.т/год.



Подготовка сырья на УПН предусматривает разделение поступающей газожидкостной смеси на газовую и жидкую фазы с дальнейшей подготовкой товарной нефти для подачи в магистральную нефтепроводную систему АО «Казтрансойл».

В состав УПН входят следующие основные установки и сооружения:

- Площадка нефтегазового сепаратора V-1;
- Площадка газосепаратора V-3;
- Площадка подогревателей нефти Н-1, Н-2, Н-3 (ПП-0,63);
- Площадка отстойников ОГ-1/2;
- Концевая сепарационная установка КСУ;
- Резервуарный парк товарной нефти V-6, V-7/1,2,3;
- Площадка сброса пластовой воды V-4, V-10;
- Площадка емкости пресной воды Е-1;
- Площадка дренажной емкости Т-1,2;
- Площадка нефтяной насосной Р-7/1,2 и Р-8/1,2;
- Насосная откачки дренажных стоков Р-5;
- Площадка блоков дозирования химреагентов Х-1,2;
- Факел для сжигания попутного газа F-1;
- Площадка факельного сепаратора Т-3.

Технологический процесс характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла. Технологические сооружения УПН относятся к категории производства по СНиП 90-81 к взрывоопасным. Весь технологический комплекс выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащенных во всех необходимых случаях приборами контроля и регулирования и системами автоматизации, являющимися частью общей системы автоматического управления УПН.

Готовой продукцией УПН является товарная нефть I группы качества по СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, МОД), нефтяной попутный газ, используемый в качестве топлива для работы печей, и сточная вода, применяемая для закачки в пласт. Товарная нефть сдается на нефтеперекачивающую станцию АО «КазТрансОйл» для ее дальнейшей транспортировки потребителю.

Принципиальная схема установки подготовки нефти месторождения Каражанбас показана на рисунке 4.6. Продукция скважин с объектов ГУ месторождения Каражанбас поступает на площадку нефтегазового сепаратора V-1 на первую ступень сепарации с давлением до 0,5 МПа. Здесь происходит разгазирование потока. Давление в сепараторе поддерживается регулирующими клапанами. Сброс дренажа с площадки нефтегазового сепаратора производится в общую дренажную систему.

Выделившийся газ после нефтегазосепаратора V-1, поступает в вертикальный газосепаратор-каплеотделитель V-3. Уровень конденсата в газосепараторе V-3 регулируются регулирующими клапаном по дренажной линии. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость Т-1. Осушенный газ с давлением до 0,45 МПа после скруббера V-3 используется на собственные нужды - в качестве топлива на печах подогрева Н-1,2,3, а



также предусмотрена возможность обвязки подачи газа на установку подготовки газа УКПГ, при аварийной ситуации или проведении ремонтных работ излишки газа сжигаются на факеле.

Нефтяная эмульсия с нефтегазосепаратора V-1 направляется на печи подогрева первой ступени Н-1, 2, 3, где производится ее подогрев до температуры 55-600С.

Печи взаимозаменяемые, на первой ступени сепарации может работать одновременно, как одна печь, так и две печи. Перед подогревателем для первичной промывки в нефтяной поток подается сточная вода с технологического резервуара. При необходимости предусмотрена возможность подачи химреагентов.

Подогретый нефтяной поток поступает на вторую ступень сепарации – в отстойники ОГ-1/2. Здесь происходит дальнейшая сепарация нефти и сброс пластовой воды. Давление сепарации до 0,35 МПа, в отстойниках поддерживается регулирующими клапаном на выходе с отстойника. Уровень воды в отстойниках поддерживается регулирующим клапаном по линии сброса воды в РВС-400. Дренаж с отстойников осуществляется в дренажную емкость Т-2.

Пластовая вода с отстойников направляется на площадку сбора пластовой воды – в промежуточный резервуар – отстойник V-10 объемом 400м³. Здесь методом отстоя производится осветление воды. Осветленная вода поступает в резервуар-накопитель пластовой воды V-4 объемом 200 м³, а уловленная в резервуаре V-10 нефть сбрасывается в дренажную емкость Т-2, откуда подается на начало технологического процесса.

Откачка пластовой воды в нагнетательные скважины производится насосами Р-9/1,2. Нефтяная эмульсия после отстойников проходит через печь подогрева Н-1,2,3 второй ступени. Перед подогревателем в поток нефти для промывки от соли добавляется пресная вода. Пресная вода подается насосами Р-6/1,2 из емкости пресной воды Е-1. Для окончательного разрушения эмульсии подается химреагент из БР-2.5.

Подогретый до 60⁰С поток направляется на концевую сепарационную установку КСУ. Здесь происходит окончательное разгазирование потока нефти.

Газ с КСУ сбрасывается на факел Ф-1, а разгазированная нефть направляется в технологический резервуар-отстойник V-61 или V-72 объемом 1000 м³ и товарные резервуары V-72, 73, 74, далее нефть из резервуаров товарной нефти насосами Р-8/1,2 откачивается по нефтепроводу условным диаметром 150 мм на товарно-сырьевую базу (ТСБ) в поселке Опорная.

Сброс газа с дыхательных клапанов резервуарного парка товарной нефти осуществляется на свечу.

Продувочные и аварийные сбросы газа под избыточным давлением со всех технологических установок сбрасывается на факел Ф-1.

Сброс дренажа со всех площадок производится в общую дренажную систему Т-1,2 и РВС-400.



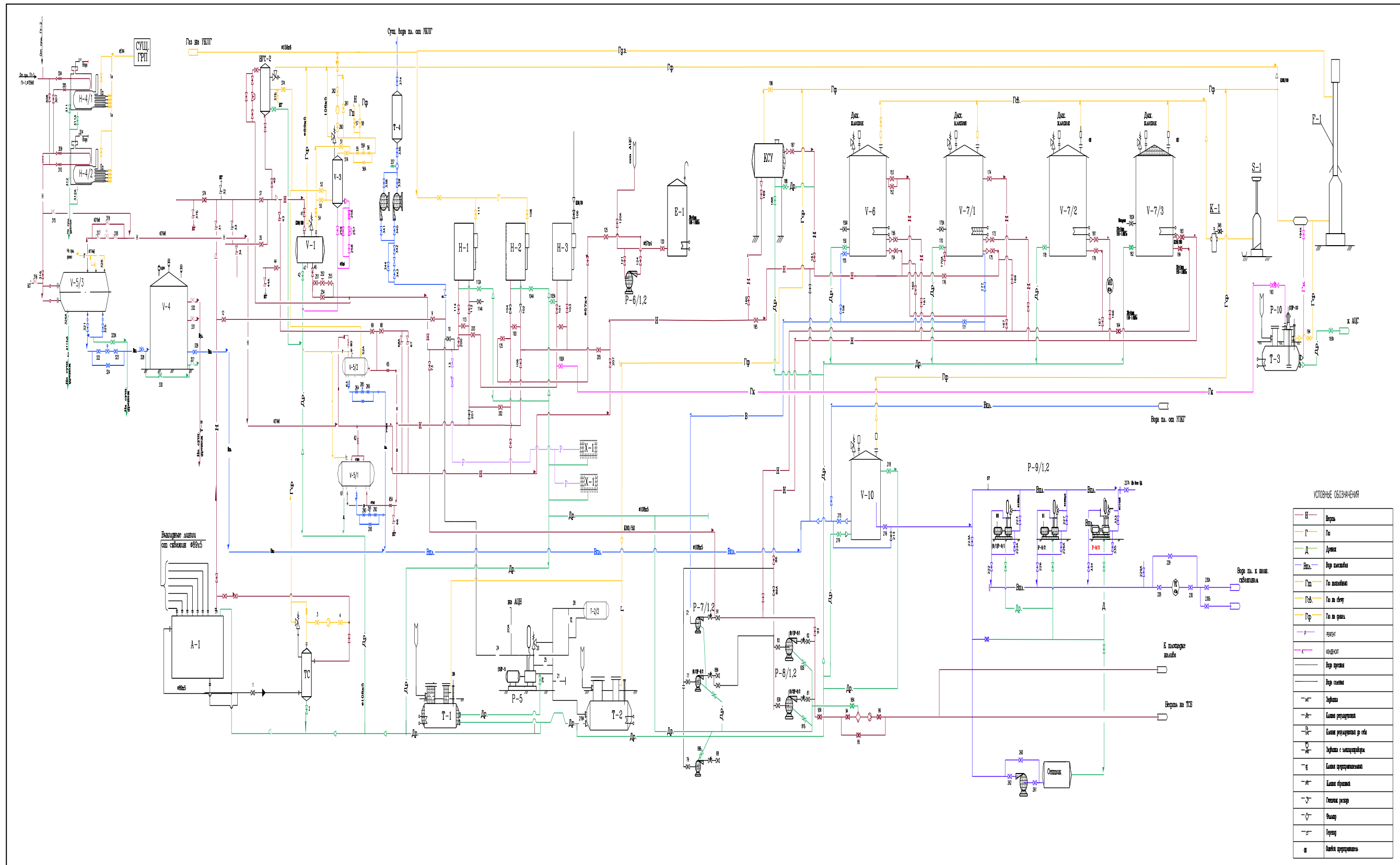


Рисунок 4.6 – Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) на месторождении Каражанбас



4.5.3 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Нефтегазовая смесь со скважин поступает по выкидным линиям на ГУ-1, ГУ-2, ЗУ-1, ЗУ-4 и «Спутник-А1» ГУ, расположенный на ЦППН, где происходит процесс предварительной сепарации нефти от попутного газа. От ГУ и ЗУ нефтегазовая смесь направляется на нефтегазовые сепараторы ЦППН для доведения нефти до товарной кондиции, подачи товарной нефти на товарно-сырьевую базу (ТСБ) и затем ее подачи в магистральную нефтепроводную систему для транспортировки потребителям. Для обеспечения стабильной работы системы сбора и подготовки добытой продукции на месторождении установлены печи нагрева.

Добытый на месторождении Каражанбас природный газ и газоконденсат от скважин направляются по выкидным линиям на установку комплексной подготовки газа, а также газ с месторождения Толкын поступает на месторождение Каражанбас по газоконденсатопроводу Толкын - Каражанбас Ду500.

На месторождении Каражанбас в составе ЦПГиГК функционируют установка стабилизации конденсата и установка осушки газа. Подготовка газа осуществляется на установке осушки газа (ЦПГиГК-2) до точки росы не более минус 5°C, стабилизация конденсата производится на установке стабилизации конденсата (ЦПГиГК-1).

Подготовленный товарный газ транспортируется в систему магистральных трубопроводов Средняя Азия Центр (далее - САЦ). Для транспортировки газа проложены газопроводы от ЦПГиГК - 2 до МГ САЦ-1 и САЦ-2 Ду500.

В настоящее время на месторождении Каражанбас природный и попутный нефтяной газ применяются в качестве топлива для работы печей подогрева добытой продукции, для работы котельной; используются в качестве рабочего агента для компрессорных установок, для выработки электроэнергии на газопоршневых генераторных установках и является рабочим агентом при газлифтной эксплуатации скважин; оставшиеся объемы природного газа направляются в магистральный трубопровод «Средняя Азия-Центр».

Электроснабжение технологических объектов на месторождении Каражанбас осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на УКПГ, в качестве резервных установок электроснабжения предусмотрены дизель-генераторы. Теплоснабжение объектов осуществляется от котельных, работающих на собственном природном газе.

На месторождении Каражанбас установлены следующие газопотребляющие оборудования:

- печь ПГА-200 – 3 ед.;
- печь подогрева газа на скважинах УН-0,2 – 5 ед.;
- печь ПП-0, 63 – 6 ед.;
- печь ПТБ 1,6М – 2 ед.;
- газогенераторы - 2 ед.;
- газогенераторы Caterpillar (11 шт.);
- газомотокомпрессора «Борец» - 6 ед.;
- газомотокомпрессор «Ariel» - 5 ед.;
- котельная вахтового городка Каражанбас и ЦППН – 4 ед.;
- котельная вахтового городка Опорная и БПО – 2 ед.

При аварийных ситуациях и ремонтных работах на месторождении предусмотрена



подача газа на факельную установку для его сжигания.

В рамках Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» каждые три года разрабатывается «Программа развития переработки сырого газа месторождения Каражанбас», которая утверждается Рабочей группой МЭ РК. В рамках данной Программы предусматриваются объемы реализации сторонним потребителям газа, расходы газа на собственные нужды предприятия и технологически неизбежные объемы сжигания газа.

Расход газа на собственные нужды для работы печей и котлов на месторождении Каражанбас согласно утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождении Каражанбас на 2019-2021 года» показан в таблице 4.11.

Обобщенный баланс попутного и природного газа в целом по месторождению Каражанбас за 2021 год приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.11– Расход газа на собственные нужды для работы печей и котлов на месторождении Каражанбас

№	Наименование	Кол-во	Средний часовой расход газа на единицу оборудования, м ³ /час	Время работы оборудования в год, час	Годовой расход газа, м ³
1	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦДНГ-Каражанбас	1	44,4	8664	384681,6
2	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦДНГ-Каражанбас	1	49,2	8664	426268,8
3	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦДНГ-Каражанбас	1	44,5	8664	385548
4	Устьевой подогреватель УН-0,2 М3 на ЦДНГ-Каражанбас	1	25	8664	216600
5	Устьевой подогреватель УН-0,2 М3 на ЦДНГ-Каражанбас	1	25	8664	216600
6	Устьевой подогреватель УН-0,2 М3 на ЦДНГ-Каражанбас	1	25	8664	216600
7	Устьевой подогреватель УН-0,2 М3 на ЦДНГ-Каражанбас	1	25	8664	216600
8	Устьевой подогреватель УН-0,2 М3 на ЦДНГ-Каражанбас	1	25	8664	216600
9	Печь подогрева газа ПГА-200 №1 на ЦДНГ-Каражанбас	1	33	8664	285912
10	Печь подогрева газа ПГА-200 №2 на ЦДНГ-Каражанбас	1	33	8664	285912
11	Печь подогрева газа ПГА-200 на ЦДНГ-Каражанбас	1	33	8664	285912
12	Печь подогрева газа ПГА-200 на ЦДНГ-Каражанбас	1	33	8664	285912
13	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦППН	1	75	8664	649800
14	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦППН	1	77	8664	667128
15	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦППН	1	81	8664	701784
16	Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М на ЦППН (УПСВ)	1	255	1776	452880
17	Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М на ЦППН (УПСВ)	1	255	1776	452880
18	Котельная вахтового городка Каражанбас (2 шт. 1 резерв.)	1	22,3	4350	97005
19	Котельная на ЦППН (2 шт. 1 резерв.)	1	22,5	4350	97875
20	ДЭС на ЦППН	2	0,23	8760	4029,6
21	Газогенератор Caterpillar к компрессорной установке Борец на КЦ	1	56,8	8496	482572,8
22	Газогенератор Caterpillar к компрессорной установке Борец на КЦ	1	56,8	8496	482572,8
23	Газогенератор Caterpillar к компрессорной установке Борец на КЦ	1	56,8	8496	482572,8



24	Газогенератор компрессорной установке Борец на КЦ	Caterpillar	к	1	56,8	8496	482572,8
25	Газогенератор компрессорной установке Борец на КЦ	Caterpillar	к	1	56,8	8496	482572,8
26	Газогенератор компрессорной установке Борец на КЦ	Caterpillar	к	1	56,8	8496	482572,8
27	Газогенератор компрессорной установке Ariel на КЦ	Caterpillar	к	1	291,5	8328	2427612
28	Газогенератор компрессорной установке Ariel на КЦ	Caterpillar	к	1	291,5	8328	2427612
29	Газогенератор компрессорной установке Ariel на КЦ	Caterpillar	к	1	50	8328	416400
30	Газогенератор компрессорной установке Ariel на КЦ	Caterpillar	к	1	50	8328	416400
31	Газогенератор компрессорной установке Ariel на КЦ	Caterpillar	к	1	50	8328	416400
Итого:							15 546 389

Таблица 4.12– Обобщенный баланс попутного и природного газа в целом по месторождению Каражанбас за 2021 год

Год	Единицы измерения	Добыча газа, всего (попутного и природного)	Использование попутного и природного на собственные нужды	Технологические потери газа*	Объем технологическ и неизбежного сжигания газа	Реализация газа в систему САЦ	Процент утилизации газа, %
2021	млн. м ³	60,7	15,55	0,121	0,32853871	44,70	99,3
	%	100	25,7	0,2	0,5	73,6	

Как следует из представленных данных, на месторождении Каражанбас 25,6% попутного и природного газа используется на собственные нужды для работы печей подогрева добытой продукции, для работы котельных, в качестве рабочего агента для работы компрессорных установок, газопоршневых генераторных установок и при газлифтной эксплуатации скважин. Часть объема подготовленного газа (73,6%) направляется в магистральный трубопровод «САЦ». Часть газа (0,5%) сжигается на факеле как технологически неизбежное сжигание, связанное с проведением ремонтных работ и работой дежурной горелки на УПН.

Уровень утилизации и переработки газа, добываемого на месторождении Каражанбас, составляет 99,3 %.

После вступления в силу проектного документа необходимо разработать и вынести на утверждение «Программу развития переработки сырого газа» на срок принятый утвержденным документом.

4.5.4 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В нефтяных залежах закачка воды с целью ППД и вытеснения углеводородов из продуктивных пластов месторождения осуществляется с апреля 2007 г. В качестве рабочего агента под закачку применяли воду альбсеноманского горизонта и пластовую воду, отделённую от нефти при подготовке на УПН. Добыча альбсеноманской воды осуществлялась механизированным способом через 3 водозаборные скважины (1-В, 8, 12), которые оборудованы электрическими центробежными насосами.

С марта 2012 г. в качестве нагнетаемого агента для системы ППД применяются попутно добываемые сточные воды юрских и триасовых залежей. В нагнетательном фонде по состоянию на 01.12.2020 г. находится 5 нагнетательных скважин (№№66, 76, 80, 82, 92)



- для ППД II объекта разработки. Четыре поглощающих скважин №№ 11, 21, 30, 69 используются для утилизации попутно-добываемой и сточной воды возвратного объекта Ю-1. 3 водозаборных скважины №№1-В, 8, 12 предназначенных для добычи воды с целью закачки в горизонт VII для ППД и хозяйственных нужд, в настоящее время находятся в бездействии. На Северо-восточном поднятии система ППД отсутствует.

Существующая система разработки месторождения сложилась на основе решений, предложенных в Технологической схеме 2007 г. и в Проекте разработки 2014 г. В её основе заложены следующие решения:

- Объект II (горизонт Ю-VII): разработка нефтяной залежи ведётся с ППД. Возвратный фонд скважин объекта применяется для выработки всех вышележащих объектов.
- Объект I (горизонт Ю-III): разработка газоконденсатной залежи ведётся методом истощения. Добытый газ используется для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин.
- Объект III (триасовые залежи): выработка производится фондом из трёх скважин при заданном темпе отборе жидкости до полного обводнения.
- В рамках регулирования разработки и поддержания целевых уровней добычи выполняются геолого-технические мероприятия (ГТМ) в том числе: переводы на выше- и нижележащие горизонты, дострелы, бурение новых скважин, переводы под нагнетание и т.п.

Объект II (нефтяная залежь Ю-VII). На дату анализа залежь эксплуатируется 31 скважиной, из которых 10 скважин расположены в пределах северо-восточного и 21 скважина в пределах юго-западного поднятия. С целью поддержания пластового давления на объекте организовано заводнение.

С апреля 2007 г. с целью ППД на центральном блоке юго западного поднятия (Поле 2) ведётся закачка альб-сеноманской воды. Нагнетание производится 4 скважинами со средней приёмистостью 200÷350 м³/сут в режиме циклической закачки, чем компенсируется 40-50 % отборов в пределах Поля 2. Согласно динамике замеров опорного фонда, с началом закачки удалось остановить наметившееся с 2003 г. снижение давления. На момент анализа пластовое давление, в среднем, составляет 18,6 МПа при начальном 25,5 МПа.

В настоящее время в системе ППД под нагнетанием воды находятся шесть скважины №66, 76, 80, 82 и 92 (см. таблицу 4.13).

Таблица 4.13– Фонд и технологические режимы нагнетательных скважин

№.№ п/п	№.№ скв.	Горизонт	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Конструкция лифта		Оборудование низа НКТ, воронка d-мм	Перфорированная толщина, м	Фактический режим за последние 10 дн.	
				диаметр НКТ, мм	длина подвески труб, м			суточная приёмистость, м ³ /сут	давление на устье скважины
1	66	Ю-VIIA+B	168	73	2343	89	2405÷2372	103	86
2	76	Ю-VIIA+B	168	73	2353	89	2413-2369	-	-
3	80	Ю-VIIA	168	73	2363	89	2385-2377,5	110	75
4	82	Ю-VIIA	168	73	2359	89	2387,5-2378	102	60



5	92	Ю-VIIB	168	73	2418	89	2410-2400	-	-
---	----	--------	-----	----	------	----	-----------	---	---

Скважина №76 в простое по причине ожидания КРС для ликвидации аварии. №92 в бездействии из-за необходимости высокого Рнаг. По остальным трем скважинам закачка осуществляется в циклическом режиме (с 2008 г). В скважинах №№80 и 82 вода закачивается в залежь А, Ю-VII горизонта. В скважине 66 и 76 – в залежи АБ, Ю-VII горизонта. Средняя приёмистость нагнетательных скважин составляет 105 м³/сут, среднее давление нагнетания на скважинах изменяется от 6,0 МПа на скважине 82 до 8,6 МПа на скважине 66.

4.5.5 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

В целях определения пригодности применения альбсеноманской воды для использования в системе ППД, в 2005 г. институтом «НИПИнефтегаз» проводились исследования карбонатной и сульфатной стабильности совместимости проб вод месторождения Каражанбас. Результаты исследований показали, что смешение альбсеноманской воды с пластовыми водами продуктивного пласта Ю-VII не приводит к выпадению карбоната кальция, смеси также не склонны к гипсообразованию. Сделан вывод о том, что альбсеноманская вода совместима с пластовой водой горизонта Ю-VII во всех отношениях и применима для закачки в пласт.

Осуществлённые гидрохимические исследования водоносных горизонтов, а также проведённые исследования на совместимость пластовых и альбсеноманских вод позволяют рекомендовать в качестве рабочих агентов для воздействия на пласт попутно-добываемую воду месторождения и воду альбсеноманских водоносных горизонтов при ее необходимости.

Система ППД должна обеспечить расчетные объемы закачки воды при поддержании рекомендованной регрессии на пласт. Так как коллекторские свойства горизонтов различны, рекомендуется предусмотреть возможность дифференцированного воздействия нагнетания путем закачки воды в пласт под различными забойными давлениями [2]. Для этого на месторождении, в процессе реализации системы ППД, рекомендуется результатам исследований выделить эксплуатационные объекты, нагнетательные скважины которых требуют воздействия с повышенным давлением, определить давления нагнетания, объемы закачки и строительство БКНС предусмотреть с подбором высоконапорного насосного оборудования. Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей и нефтепродуктов до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. Исходя из свойств коллекторов и общих требований к системе ППД, закачиваемые воды должны удовлетворять требованиям (ОСТ 39-225-88), приведённым в таблице 4.14.

Таблица 4.14– Требования, предъявляемые к воде, закачиваемой в пласт

Параметры	Требования (ОСТ 39-225-88)
Стабильность	- стабильность
Набухаемость	- отсутствие
Содержание мехпримесей	- с учетом неоднородности коллекторских свойств продуктивных горизонтов и наличия в воде



	эмульгированной нефти содержание механических примесей не должно превышать 10 мг/л
Размер взвешенных частиц	- 90% менее 5мкм
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Содержания кислорода	- менее 0,5 мг/л
Содержания железа	- менее 1 мг/л
Содержание сероводорода	- отсутствие
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Скорость коррозии	- менее 0,1 мм/год
Совместимость с пластовыми водами	- совместима, снижение приемистости не более 20 %

Требуемое качество вод необходимо обеспечить доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Мощность сооружений систем ППД рассчитывается на максимальный уровень закачки воды, исходя из максимального уровня добычи продукции в пластовых условиях с учетом обоснованного коэффициента компенсации. Давление системы ППД определяется, исходя из коэффициентов приемистости и объемов закачки для различных типов коллекторов.

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

4.5.6 Техника и технология добычи природного газа

Действующий фонд газовых скважин по состоянию на 01.01.2021 г. составил 2 ед.

На месторождении Каражанбас применяется герметизированная система сбора попутного нефтяного и природного газа. Природный газ применяется в качестве рабочего агента при эксплуатации газлифтных скважин.

Попутный нефтяной газ месторождения Каражанбас проходит первую ступень сепарации от нефти на групповых установках ГУ-1 и ГУ-2 в нефтегазовых сепараторах, расположенных на ГУ. Далее отделившийся газ очищается в газовом сепараторе от капельной жидкости и механических примесей, затем часть попутного нефтяного газа под своим избыточным давлением 0,03-0,05 МПа по газосборным трубопроводам направляется на УПН Каражанбас, а часть попутного газа используется на свои нужды в качестве топлива для работы печей подогрева.

На УПН по газосборной линии поступает газ с месторождения Толкын, где происходит объединение потоков газа с двух месторождений. После сепарации поступившей нефти от газа и учета выделившегося попутного газа поток газа через модульную компрессорную станцию (МКС) направляется на компрессорную станцию (КС).

Газ в КС компримируется и подается в пункты подогрева и распределения газа (ППРГ – 1 и ППРГ-2), проходя печь подогрева газа марки ПГА-200. Из ППРГ-1 и ППРГ-2



газ подается в систему газлифта на добывающие скважины.

Добытая газлифтными скважинами газожидкостная смесь подается по сборным коллекторам от ЗУ и ГУ на установку подготовки нефти УПН Каражанбас, где происходит циклический процесс отделения природного и попутного газа от нефти. Далее газ, прошедший ступени сепарации газа от нефти, подается в модульный компресс МКС УПН. При проведении ремонтных работ и при аварийных ситуациях избыточный газ сжигается на факеле.

Краткое описание технологического процесса на УКПГ месторождения Каражанбас

На месторождении Каражанбас имеется завод по подготовке газа, который находится в консервации.

По схеме газожидкостная смесь с месторождений Толкын и Каражанбас поступает по самостоятельным трубопроводам под давлением до 10 МПа и температурой 10÷300С на УКПГ, где производится основное разделение на газовую и жидкую фазы и подготовка на самостоятельных технологических линиях товарного газа и стабильного конденсата для сдачи потребителю по магистральным нефте- и газопроводным системам.

Газожидкостная смесь месторождения Толкын поступает в слаг-кетчер. Выделившийся после слаг-кетчера газ поступает на технологическую линию подготовки газа к транспорту, состоящую из двух параллельных идентичных технологических ниток А и В, где подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации.

Газожидкостная смесь месторождения Каражанбас поступает в пункт сбора ГСП Каражанбас, расположенный на территории УКПГ. Поток природного газа месторождения Каражанбас напрямую поступает на технологическую линию подготовки газа, предварительно объединившись с потоком газа месторождения Толкын.

Технология подготовки включает в себя сепарацию 1 ступени в двухфазном сепараторе S1A/B, где происходит дальнейшее отделение конденсатной части из газа, после чего газ с давлением 8 МПа и температурой 15оС направляется в низкотемпературный сепаратор второй ступени S2A/B.

Для получения низкой температуры газа предусмотрено предварительное охлаждение газа до температуры приблизительно 30С в рекуперативном теплообменнике «газ-газ» E1A/B потоком холодного газа, поступающего из сепаратора S2A/B. Дальнейшее снижение температуры до -14оС осуществляется за счет эффекта Джоуля-Томпсона при спаде давления (при этом давление потока снижается до 4,5 МПа) в дроссельном кране, расположенным перед S2A/B. Для предотвращения гидратообразования на вход теплообменников E-1A/B и перед дросселем насосами P1A/B/C/D/E/F подается метанол из емкостей V-5 A/B/C/D.

Поток холодного газа из сепаратора S2A/B, проходящего через теплообменник E1A/B, регулируется в зависимости от температуры газа, измеряемой при помощи ТТ 001 и ТТ002 и регулируемой при помощи TV001/002/003/004.

Таким образом, часть потока холодного газа после S2A/B подается непосредственно в магистральный газопровод САЦ-1, предварительно нагреваясь до температуры 30оС в теплообменнике E2 горячим потоком стабильного конденсата, часть потока поступает в теплообменник E1A (E1B) для предварительного охлаждения основного газа перед S2A/B.

Поток жидкой фазы после слаг-кетчера поступает в трехфазный сепаратор 1 ступени S3. В поток жидкой фазы на входе подается конденсат, выделившийся при сепарации газа



в двухфазном сепараторе S1A/B.

Газ дегазации направляется на технологические нитки подготовки газа, где объединяется с потоком основного газа перед S2A/B.

Дегазированный конденсат подается в трехфазный сепаратор S4, в поток которого на входе подается конденсат после НТС и, далее, направляется на стабилизацию в колонну Т-100. Часть дегазированного в S4 конденсата ($\approx 25\%$) с давлением 8 МПа и температурой приблизительно $+3,50\text{C}$ подается в верхнюю часть колонны стабилизации Т-100 для орошения.

Основной поток дегазированного конденсата поступает в среднюю часть колонны, предварительно нагреваясь в теплообменнике ЕЗ за счет потока горячего стабильного конденсата с подогревателя Н-300. Газы, поступающие из сепаратора S4 и колонны стабилизации Т-100, обрабатываются Сульфа Клиаром, сепарируются и компримируются, далее смешиваются с сухим газом, поступающим в магистральный газопровод.

Температура низа колонны поддерживается за счет подогрева потока конденсата потоком газа, выделившегося при нагреве конденсата в печи Н-300.

Стабильный конденсат после Н-300, пройдя последовательно два теплообменника ЕЗ и Е2, где происходит снижение температуры от 100C до $20-40\text{C}$, поступает в накопительные резервуары Т-1/2/6/7 объемом 1000 м^3 каждый, откуда откачка конденсата производится последовательно насосами Р10А/В/С/Д и Р3А/В по конденсатопроводу на товарно-сырьевую базу ТСБ.

Обязкой предусмотрена возможность подачи стабильного конденсата после Н-300 в емкость V-1 с дальнейшей откачкой на ТСБ насосами Р3А/В. При содержании солей в конденсате превышающем 90 мг/л , конденсат из теплообменника Е2 через емкость V-1 поступает на установку промывки конденсата. С емкости V-1 насосами Р9С/Д предусмотрена обвязка печей Н-1, Н-2, где происходит очередной подогрев конденсата до 60C и промывка конденсата водой в резервуаре Т-6. Из резервуара Т-6 конденсат отводится в резервуары Т-1/2/7 с дальнейшей откачкой на ТСБ. Вода из резервуара Т-6 постоянно рециркулируется насосом Р10С для подогрева в печах Н-1, Н-2.

В практике будет определен период замены промывочной воды из резервуара Т6, предполагающий отвод промывочной воды в канализационную сеть и подача чистой воды из водопровода Опорный в печи Н-1, Н-2. В Т-1/2, предусмотрен также прием нестабильного конденсата от слаг-кетчера (при аварийных ситуациях).

Водометанольная смесь из трехфазных сепараторов S-3, 4 направляется в дегазатор S8. Выделившийся газ отводится в факельную систему, а ВМС насосом Р-11А/В откачивается в резервуар Т-5 объемом 200 м^3 и, далее, откачивается на УПН Каражанбас.

Все аппараты УКПП оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в факельную систему, включающую факельный сепаратор V-2 для улова конденсата и возврата его в технологию насосом Р4 и на свечу с постоянно зажженными запальными дежурными горелками.

Основные емкости под давлением оснащены шар-кранами с приводом «открыто-закрыто» типа EBDV. Открытие автоматических кранов EBDV производится оператором, только для опорожнения установки на факел в случае аварии, как например, увеличения давления выше установленного значения клапанов, в случае если клапана не открываются, утечки трубопровода, возгорания на установке. При нажатии оператором кнопки «СТОП СПЕШНОСТЬ» (аварийный стоп) от PLC, все шар-краны EBDV открываются



автоматически. Данная операция производится в случае крайней необходимости, так как предполагает резкий спад температуры в технологических емкостях.

Для опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все аппараты оснащены дренажной системой. Сброс продукта производится в дренажную емкость V8A/B, откуда откачка производится погружным насосом P-8A/B по трубопроводу Ду100 на УПН Каражанбас, для очистки и дальнейшей закачки воды в пласт.

Электроэнергия на месторождении поступает от 2-х газопоршневых генераторных установок (ГПГУ) марки G3516 мощностью 965 кВт каждая. Расход газа на питание одного ГПГУ составляет 288 Нм³/час при давлении 0,24 – 0,28 МПа.

Все технологические трубопроводы, все трубопроводы системы пожаротушения, электросиловые кабели и сигнальные линии КИПиА проложены по эстакаде. Подача воздуха к приборам КИПиА осуществляется от установки инструментального воздуха включающую воздушную компрессорную станцию, установку осушки воздуха и буферную емкость.

На территории месторождения Каражанбас вблизи существующего УКПГ (УКПГ-1) строится вторая установка подготовки газа (УКПГ-2) производительностью 10 млн.м³/сут.

4.6 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

4.6.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Месторождение Каражанбас расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к югу от железнодорожной станции Кульсары. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой в 1952 году. В поисковое бурение введена в 1954 году. Месторождение открыто в 1959 году. Разведочные работы начаты в 1973 году. Приурочено к антиклинальной складке.

В верхне-среднеюрской части разреза месторождения выделены девять горизонтов. Глубина залегания продуктивных горизонтов изменяется от 1999 м до 2376 м. Залежи пластовые сводовые и пластовые тектонически экранированные. Продуктивная толща сложена терригенными породами, коллектора поровые. Открытая пористость 23-27%, проницаемость 0,020-0,727 мкм². Пластовое давление 21,4-25,3 МПа, температура 64-75 °С. Пластовые воды - хлоркальциевые с минерализацией 357,7 г/л.

Все пробуренные на месторождении скважины имели, как правило, двухколонную (не считая кондуктора) конструкцию. Глубины спуска колонн в зависимости от горно-геологических условий составляли:

- кондуктор диаметром 324 мм – глубина спуска от 40 м до 1400 м;
- промежуточная колонна 245 мм – глубиной от 1060 м до 1400 м;
- эксплуатационная колонна 140 мм и 168 мм – глубиной от 2450 м до 2790 м.

Выбор типовой конструкции скважин является одним из важнейших мероприятий для обеспечения безопасной проводки проектных скважин в зависимости от горно-геологических условий вскрываемого разреза, надежного разобщения пластов и максимального соблюдения правил охраны недр при строительстве скважин и разработке месторождений нефти и газа.



Конструкция скважины представляет собой комплекс данных о ее глубине, числе обсадных колонн, их наружных диаметрах и глубинах спуска, диаметрах долот для бурения ствола под каждую из колонн, о глубинах интервалов цементирования заколонного пространства.

Конструкция скважины должна обеспечить устойчивость стенок ствола скважины, надежное разобщение различных пластов в разрезе, возможность спуска в скважину оборудования необходимого для подъема на поверхность жидкости или газа, надежную связь скважины с продуктивным пластом.

В проектном документе на разработку месторождения, в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта строительства скважин была разработана и рекомендована типовая конструкция скважин, а также представлены рекомендации по методам вскрытия и освоения пластов.

Так как за исследуемый период бурение новых скважин не производилось, все предусмотренные документом рекомендации остаются в силе.

Исходя из условий и опыта бурения на площади, проводка скважин производится по двухколонной конструкции со спуском промежуточной колонны, а именно:

1. Направление - устанавливается на глубину 10 м для предотвращения размыва устья при бурении под кондуктором и канализации восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. Цементируется до устья.

2. Кондуктор - спускается на глубину 50 м с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при бурении под промежуточную колонну. Цементируется до устья. Устье скважины, после спуска и цементирования кондуктора, оборудуется противовыбросовым оборудованием.

3. Промежуточная колонна – устанавливается на глубину 1100 м для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений, перекрытия высоковязких глин палеогена и верхней части нижнемеловых отложений. Цементируется до устья.

4. Эксплуатационная колонна - спускается на глубину 2500 м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья. Для повышения надежности изоляции и разобщения продуктивных и водоносных горизонтов в открытой части ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы, а также скребки в интервале перфорации. Перед входом и выходом из каверн устанавливаются турбулизаторы.

Диаметр эксплуатационной колонны, исходя из назначения скважины, принимается равным 168 мм. Диаметры промежуточной колонны, кондуктора и направления проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих безопасный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Для предотвращения возможных газоводонефтепроявлений и в целях обеспечения устойчивости стенок скважины бурение производится с противодействием столба бурового раствора, согласно действующим требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли (ПОПБ).

Таким образом, бурение скважин в соответствии с вышеперечисленными требованиями производится по следующей конструкции:

Таблица 4.15– Конструкция скважин



Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
1	2	3	4	5
Направление	490	426	10	0
Кондуктор	393,7	324	50	0
Промежуточная	295,3	245	1100	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168	2500	0

Конструкцию скважин следует уточнить в технических проектах, исходя из местоположения их на структуре, с учетом данных бурения предыдущих скважин.

В качестве базового цемента для обсадных колонн следует использовать высококачественный тампонажный портландцемент ПЦТ I-50 и ПЦТ I-G-CC-2 для нормальных (или умеренных) температур, соответствующий техническим требованиям ГОСТ 1581-96. Тип и высота подъема цементных растворов за всеми обсадными колоннами приняты в соответствии с горно-геологическими условиями, согласно действующим требованиям Правил промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли (ПОПБ). В целях обеспечения подъема цемента за эксплуатационными колоннами до устья предусматривается цементирование эксплуатационных колонн в скважинах производить в одну ступень тампонажным раствором с дифференцированной плотностью, как из соображений предупреждения гидроразрыва, так и защиты колонны от коррозии.

Основная цель цементирования - это качественное разобщение пластов с различными пластовыми давлениями и защита колонны от воздействия агрессивных пластовых флюидов. В интервале цементирования обсадные колонны должны оборудоваться центраторами и турбулизаторами для обеспечения качественного сцепления цемента с колонной и вымыва бурового раствора из каверн. Обязательна также установка обратного клапана в башмаке и посадочной муфты для пробок, применение верхней и нижней цементных разделительных пробок. Следует использовать оборудование для контроля за процессом цементирования. Очень важно обеспечение подъема цемента за кондуктором до поверхности, поскольку кондуктор должен выдерживать вес последующих обсадных колонн, колонных головок, противовыбросового оборудования и фонтанной арматуры.

После спуска и цементирования кондуктора устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 32-350/80x21 согласно ГОСТ 13862-2003. После спуска и цементирования промежуточной колонны устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-280/80x35 согласно ГОСТ 13862-2003. Обвязку обсадных колонн предусмотрено производить с помощью колонной головки ОКК2-350-168x245x324, с последующим оборудованием устья фонтанной арматурой АФК-65x350.

Характер залегания пластов, рельеф местности, состояние наземных и подземных коммуникаций позволяют вести бурение проектных скважин с вертикальным профилем ствола.

Благоприятная геологическая характеристика разбуриваемых пород, небольшие углы падения пластов, оптимальные глубины и опыт разбуривания месторождения Боранколь определяют целесообразность бурения проектных скважин турбинным способом, как наиболее эффективным.

Максимально допустимое случайное отклонение забоя пробуренной скважины от проектного положения (точность попадания) не должно превышать 15 метров.



Исходя из максимальной глубины скважин – 2500 м, бурение проектных скважин должно проводиться буровыми установками 4 класса с допускаемой нагрузкой на крюке - 160 тонн, или аналогичными по основным параметрам и оснащённости средствами механизации, автоматизации, контроля, диспетчеризации и безопасности производства работ.

4.6.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам в настоящем проекте базируются на фактической информации по данным предыдущего бурения скважин на месторождении. При этом учтены геологические особенности вскрываемого разреза и вероятные осложнения в процессе проводки скважин.

К предполагаемым осложнениям относятся:

- поглощение бурового раствора, нефтегазоводопроявления;
- осыпи и обвалы стенок скважин, наличие прихватопасных зон.

Так как перспективный разрез представлен преимущественно глинистыми отложениями, а сами продуктивные пласты коллекторы характеризуются высокой глинистостью (до 70%), то при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза. Это приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивного пласта необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кисло-торастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах использовать кисло-торастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Для снижения степени воздействия фильтрата бурового раствора на призабойную зону пласта необходимо плотность бурового раствора поддерживать в пределах, установленных в соответствии с требованиями ПОПБ, т.е. не более чем на 5-10% превышать коэффициент аномальности текущих пластовых давлений.

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола), прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 1,5-2 м³.



С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

Конкретная рецептура буровых растворов для проектных скважин уточняется в техническом проекте на строительство скважин.

После спуска эксплуатационной колонны и установления ее герметичности подготавливается перфорационная жидкость для условий вторичного вскрытия пластов.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами. Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ), типа ОП-10 концентрации 0,3%.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов коллекторов, намеченных к опробованию в эксплуатационной колонне, предполагается выполнить кумулятивными перфораторами, спускаемыми в интервал перфорации на каротажном кабеле. Перед перфорацией ствол скважины заполнить раствором хлористого кальция соответствующей плотности и не содержащей твердой фазы для исключения возникновения нефтегазопроявлений и обеспечения максимального сохранения естественной проницаемости коллектора. Применять перфораторные системы, создающие в продуктивном пласте глубокие каналы. Плотность перфорации не должна превышать 20 зарядов на погонный метр, равномерно расположенных по всей внутренней поверхности перфоратора, чтобы не создавать трещины в обсадной колонне и в цементном камне. Перфорацию проводить после монтажа на устье скважины противовыбросового оборудования.

После перфорации спустить колонну насосно-компрессорных труб с воронкой на конце на глубину на 10 – 15 м выше верхней границы интервала перфорации. После спуска подземного оборудования установить фонтанную арматуру. Фонтанную арматуру обвязать подземными коммуникациями со сборным пунктом.

Нефтяные скважины осваивать заменой раствора хлористого кальция на техническую воду, а при необходимости - на нефть. Если скважина не фонтанирует после замены на нефть, снизить уровень нефти в скважине свабированием. После получения притока нефти скважину обрабатывать до полной очистки призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтрата бурового раствора.

Способ эксплуатации нефтедобывающих скважин выбирать исходя из фильтрационно-емкостных свойств пласта и градиента пластового давления. При фонтанном способе эксплуатации спускать колонну насосно-компрессорных труб из таких диаметров, которые обеспечат подъем пластового флюида имеющейся энергией пласта. Если энергии пласта недостаточно для фонтанирования, эксплуатировать скважину



глубинным насосом. После спуска подземного оборудования устье оборудовать фонтанной арматурой согласно утвержденной схемы в зависимости от способа эксплуатации.

4.7 Контроль за разработкой нефтяных и газовых пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования

Контроль за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений представляет собой комплекс целенаправленных систематических (периодических) или единичных (разовых) исследований, направленных на получение необходимого объема информации для решения отдельных задач разработки.

Для контроля за разработкой применяются гидродинамические, геофизические и лабораторные методы, которые характеризуются своими возможностями и ограничениями, комплексное использование которых, позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

Комплекс исследований контроля разработки включает исследования по новым скважинам, вводимым из бурения, добывающим и нагнетательным скважинам действующего фонда при проведении ремонта или геолого-технических мероприятий.

В обязательный комплекс промысловых измерений и исследований должны входить:

- гидродинамические исследования добывающих скважин на стационарном и нестационарном режимах, замеры пластового и забойного давлений, систематические замеры дебитов добываемых жидкости, нефти, газа; по нагнетательным скважинам – замеры давления нагнетания, объема закачки и приёмистости скважин;

- промыслово-геофизические исследования процессов вытеснения нефти из продуктивных пластов, включающие определение профилей притока, состава поступающего флюида, интервалов и источника обводнения, изменению пластовой температуры, профиля поглощения и величины приёмистости, контролю текущего положения ВНК, оценке изменения и нефтенасыщенности, обследованию технического состояния скважин и скважинного оборудования;

- физико-химические методы исследований, включающие замеры промысловых газовых факторов, отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, а также в скважинах, где предусмотрены мероприятия по оптимизации добычи, повышению эффективности выработки запасов (например, капитальные ремонты по изоляции водопритоков, КРС при переводе скважины из одной категории в другую, повторная перфорация, кислотные обработки призабойных зон пласта, ГРП и т.д.) с целью оценки эффективности этих работ. К разовым - могут быть также отнесены: специальный комплекс физико-химических исследований и специальные лабораторные и промысловые работы по выбору эффективных ингибиторов, подбору рецептур растворов и т.д.



5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

В процессе разработки Отчета была проведена оценка современного состояния окружающей среды, определены характеристики проводимой хозяйственной деятельности.

5.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

5.1.1. Определение факторов воздействия

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения задач оценки воздействия на природную среду представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Существует ряд опробированных методик, основанных на бальной системе оценок.

Отличительной их особенностью является дробность параметров оценки и количественные величины, характеризующие ту или иную категорию параметров. В данной работе использовано четыре уровней оценки.

Основными производственными операциями на месторождении Каражанбас при реализации проектных решений по Проекту разработки месторождения Каражанбас, которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, подготовка нефти и топливного газа и транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

Также будут оказывать воздействие строительные работы при бурении скважин, которые сопровождаются сооружением насыпных участков, рытьем траншей и строительством подъездных грунтовых дорог, использование автомобильного транспорта и спецтехники.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов



зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Каражанбас на период разработки месторождения, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

5.1.2. Виды воздействий

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ.

Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов:

- Изъятие земель, обусловленное необходимостью размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
- Нарушения почвенно-растительного покрова возникли при строительстве скважин;
- Существует потенциальная возможность аварийных сбросов на почво-грунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются дизтопливо, ГСМ;
- Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных и передвижных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
 - Сброс сточных вод на рельеф исключен;
 - На площадках работ происходит накопление отходов.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе разработки в штатных ситуациях, а также при авариях.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода и непроектными воздействиями на окружающую среду.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Факторы воздействия на окружающую среду

№ п/п	Компоненты ОС	Факторы воздействия на ОС	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на ОС
1	2	3	4



1.	Атмосфера	Выбросы при работе тех-ники. Автотранспорт. Аварийные разливы дизтоплива. Шумовые воздействия.	Профилактика оборудования, режим работы ДВС. Организация санитарно-защитных зон (СЗЗ) террито-рии объекта. Профилактика и ремонт оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха. Заключение шумящих механизмов в кожухи; установка гибких связей, упругих прокладок и пружин; применение малошумящих машин; истанционного управления; сокращение времени пребывания в условиях шума; применение средств индивидуальной защиты.
2.	Грунтовые воды	Возможное аварийное загрязнение вод	Размещение объектов с учетом инженерно – геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оператив-ная ликвидация аварийных разливов.
3.	Ландшафты	Механические наруше-ния. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообра-зование и эрозия.	Рекультивация нарушенных земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.
4.	Почвы	Нарушение и загрязне-ние почвенно-раститель-ного слоя	Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Создание системы контроля за состоянием почв. Запрет на движение транспорта вне дорог.
5.	Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое электромаг-нитное воздействие, иссушение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.
6.	Животный мир	Незначительное умень-шение площади обита-ния. Фактор беспокой-ства; шум от работаю-щих механизмов.	Строительство специальных ограждений, обустрой-ст-во мест для размещения отходов, создание маркировок на объектах и сооружениях.
7.	Коренное население	Изъятие земель во временное и постоянное пользование.	Минимизация объемов работ на землях приоритетного природопользования. Размещение производственных объектов с учетом результатов историко-культурного анализа участка.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В разделе представлена методика оценки воздействия предприятия на компоненты окружающей среды и дана оценка воздействия предприятия на существующее положение по каждой составляющей.



При характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных осложнений, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности идеальности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Оценка кумулятивных воздействий состоит из 2-х этапов:

- идентификация возможных кумулятивных воздействий (скрининг кумулятивных воздействий);
- оценка кумулятивного воздействия на компоненты природной среды.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Оценка данного вида воздействий включает следующие этапы:

- Скрининг. Из матриц интегральной оценки воздействий, для рутинных и аварийных ситуаций, используя пространственный масштаб воздействия, выбираются компоненты природной среды зоны, воздействия на которые выходят за границы государства;
- Определение площади воздействия. Из общей площади воздействия вычлняются площади, расположенные на территории других государств;
- Определение времени воздействия. Для рутинных операций, время воздействия будет постоянным (например, на период эксплуатации). Необходимо определить период



времени, в течение которого будет проявляться воздействие на территории соседнего государства (например, повышенные концентрации ЗВ в атмосферном воздухе на территории соседнего государства будут отмечаться не на всем протяжении аварии и ликвидации ее последствий);

- Оценка интенсивности воздействия на каждый выбранный элемент природной среды. По величине оценка интенсивности может не совпадать с баллом интенсивности воздействия по всей площади воздействия;

- Оценка комплексного (интегрального) воздействия на тот или иной элемент природной среды при трансграничном воздействии или комплексная (интегральная) оценка воздействия источника на все компоненты природной среды соседних государств.

5.1.3. Методика оценки воздействия на окружающую среду

Проведение Отчета о возможных воздействиях является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС РК №270-о от 29.10.2010 г.).

По данной методологии анализируются уровни воздействия, планируемые меры по их снижению, с определением степени остаточного воздействия.

При характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Наиболее приемлемым для решения задач оценки воздействия на природную среду представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Методика основывается на балльной системе оценок. Принятая система градации в баллах позволяет унифицировать оценки, получаемые для различных компонентов природной среды и обеспечить их сравнимость между собой. Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий приведена в таблице 5.2.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов воздействий проводится на основе анализе технических решений, математического моделирования, или на основании экспертных оценок возможных последствий от воздействия.

Определение временного масштаба воздействий на отдельные компоненты природной среды, определяется на основании анализа, аналитических (модельных) оценок или экспертных оценок.

Шкала интенсивности определяется на основе ряда экологических оценок, а также и экспертных суждений (оценок), и рассматривается в таблице 5.2. Привлечение экспертных оценок требуется обычно в случаях, когда для оценки интенсивности воздействия нет критериев, например, для оценки отдельных аварийных ситуаций.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Оценка воздействия по различным показателям (пространственный и временной масштаб, степень воздействия) рассматривается как можно более независимо. Только при этом условии можно получить объективное представление об экологической значимости того или иного вида воздействия, так как даже наиболее радикальные воздействия, если они



кратковременны или имеют локальный характер, могут быть экологически приемлемы.

Таблица 5.2 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений		Балл
<i>Пространственные границы воздействия* (км² или км)</i>			
Локальное воздействие	площадь воздействия до 1 км ²	воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта	1
Ограниченное воздействие	площадь воздействия до 10 км ²	воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта	2
Местное воздействие	площадь воздействия от 10 до 100 км ²	воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта	3
Региональное воздействие	площадь воздействия более 100 км ²	воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта	4
<i>Временной масштаб воздействия</i>			
Кратковременное воздействие	Воздействие наблюдается до 6 месяцев		1
Воздействие средней продолжительности	Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года		2
Продолжительное воздействие	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет		3
Многолетнее (постоянное) воздействие	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более		4
<i>Интенсивность воздействия</i>			
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости		1
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается.		2
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению		3
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)		4
<i>Категории значимости воздействия</i>			
Воздействие низкой значимости	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность		1-8
Воздействие средней значимости	Широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.		9-27
Воздействие высокой значимости	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов		28-64

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия деятельности предприятия на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия, их ранжирование приведено в таблице 5.3.



Результаты комплексной оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме в порядке их планирования. Для каждого вида работ определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются последствия на ту или иную природную среду и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали - перечень операций и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (т.е. высокий, средний, низкий). Клетки закрашиваются разными цветами в зависимости от уровня комплексной оценки воздействия. Такая «картинка» дает наглядное представление о воздействиях на компоненты окружающей среды.

В матрице прогнозируемого воздействия на окружающую среду отмечены факторы, которые могут оказать воздействие на окружающую природную среду в той или иной степени. С помощью данной матрицы определялись те виды, которые могут подпадать под воздействия «средней» и «высокой» значимости и могут быть снижены за счет реализации дополнительных природоохранных мероприятий, рекомендуемых в проекте.

Таблица 5.3 - Ранжирование критериев по экологической значимости

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	баллы	Значимость
Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	1 - 8	Воздействие низкой значимости
Ограниченное 2	Средней продолжительности 2	Слабое 2		
Местное 3	Продолжительное 3	Умеренное 3	9 - 27	Воздействие средней значимости
Региональное 4	Многолетнее 4	Сильное 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

6.1 Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

На данной стадии выполнения «Проекта разработки месторождения Каражанбас», когда имеются только общие предварительные технические решения, возможно получение только ориентировочных значений показателей, которые будут уточняться на последующих стадиях проектирования.

В данном Отчете о возможных воздействиях рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства скважин и эксплуатации вновь вводимого нового оборудования на период разработки месторождения Каражанбас.

Этапы строительства и эксплуатации проектируемых объектов будут сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников выбросов загрязняющих веществ.

Предполагается, что состав и количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут отличаться для разных этапов строительства и эксплуатации, а также разных видов производственных работ на каждом этапе. При этом ожидается, что основная часть выбрасываемых загрязняющих веществ будет преимущественно 3-4 класса опасности, но отдельные компоненты могут иметь 1-2 класс опасности.

Приводимая далее оценка воздействия основывается на значениях выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, рассчитанных по проектным данным, а также по материалам ПредОВОС к «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011 г.) (Заключение государственной экологической экспертизы на предОВОС № 10-02-16/4326 от 31.10.2011г.).

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными.

Количественный и качественный состав выбросов от источников загрязнения проектируемых работ, подлежащий утверждению в качестве нормативов ПДВ, будет определен на следующих стадиях проектирования, когда точно будут известны технические решения по составу работ и оборудования, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха.

Основные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на проектируемых объектах месторождения Каражанбас связаны с эксплуатацией технологического оборудования в процессе транспортировки, переработки нефти и попутного газа.

Месторождение Каражанбас является предприятием I категории в соответствии с Приложением 2 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.



Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта разработки месторождения Каражанбас приняты следующие критерии:

– максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.), согласно списку «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (приложения 1 к Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168).

Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

Описание основных проектных решений по добыче и подготовке нефти и газа на месторождении Каражанбас на перспективный период разработки месторождения представлено в Разделе 4.

Проект нормативов эмиссий предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для АО «Каражанбасмунай» на 2021-2023 гг. согласован РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля» (Зключение государственной экологической экспертизы № KZ64VCZ00758070 от 31.12.2020 г.). Выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников на 2021 год составляют-7522,18888 т/год, на 2022 год – 7514,780805 т/год, на 2023 год – 7514,7808 т/год. В рассматриваемый период (согласно проекта ПДВ), выявлена работа источника выделения, объединенных в 63 источников выбросов вредных веществ, в том числе: 319 организованных, 320 неорганизованных источников.

В настоящее время разработка месторождения Каражанбас ведется согласно «Дополнению к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011г.)» (Зключение государственной экологической экспертизы на предОВОС № 10-02-16/4326 от 31.10.2011г.).

6.2. Характеристика планируемых работ как источника загрязнения атмосферы

В условиях увеличения добычи нефти важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

В данном проекте разработки месторождения Каражанбас рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

По Варианту разработки № 1

Проектными решениями рассмотрено три варианта разработки месторождения Каражанбас.

По первому варианту разработки предусматривается:

- ввод 653 добывающих скважин с 2020-2029 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 45 ед.;



- перевод под нагнетание пара из добычи – 91 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 4 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -22 ед.

По Варианту разработки № 2

По второму варианту разработки предусматривается закачка горячей воды на всем месторождении и разработка прибрежной зоны:

- ввод 1536 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 52 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 95 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 12 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды);
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды – 14 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -27 ед.
- ввод новых проектных установок печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G -120 ед.
- установка новых блоков реагентов (БР-2,5) – 120 ед.

По Варианту разработки № 3

По третьему варианту разработки предусматривается разработка всего месторождения и дополнительно разработка прибрежной зоны:

- ввод 1856 добывающих скважин с 2020-2037 гг.;
- перевод скважин под нагнетание воды из добычи – 42 ед.;
- перевод под нагнетание пара из добычи – 77 ед.;
- ввод новых проектных поглощающих скважин – 3 ед.;
- ввод новых проектных скважин под нагнетание пара – 53 ед.;
- ввод новых добывающих скважин в прибрежной зоне – 62 ед. (после отработки на нефть предусматривается перевод 14 из них под нагнетание воды);
- перевод добывающих скважин в прибрежной зоне под нагнетание воды – 14 ед.
- ввод новых проектных установок МПГУ YZG -18-17-G -34 ед.

Более подробная информация по вновь введенному оборудованию представлена в таблице ... в разделе ...



Для предварительной оценки воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин взят проект-аналог ОВОС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство эксплуатационно-оценочной скважины №1005 на месторождении Каражанбас» (заключение государственной экологической экспертизы № Z13VCZ00870926 от 09.04.2020 г.).

Для бурения скважин рекомендуются буровые станки IRI-5000, XJ-550 (или аналогичные по г/п), испытание станком ПАП-60, АК-60, Купер ЛТО-150 (или аналогичным по г/п).. Строительство 1 скважины на месторождении Каражанбас будет осуществляться ориентировочно в течение 10,0 суток.

Скважины будут буриться средней проектной глубиной 480 м. Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с условиями бурения. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления и циркуляции бурового раствора должна исключать загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемые для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы.

Сжигание попутного нефтяного газа на месторождении Каражанбас проектом не предусмотрено.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. Объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве и эксплуатации скважин и других проектируемых объектов можно будет судить на стадии рабочего проектирования в сопровождающем к нему проекте ООС, проанализировав все проектные решения.

6.3. Обоснование данных о выбросах вредных веществ в атмосферу

В данном разделе рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства эксплуатационных скважин и при эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования.

Выбросы загрязняющих веществ, выделяемых при строительстве и прокладке выкидных трубопроводов, газопроводов и монтаже технологического оборудования, в данном ПредОВОС не представлены в виду отсутствия предварительных исходных данных.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (планировка площадки под буровое оборудование т.п.);
- продуктов сгорания дизельного топлива (дизельные приводы буровой установки, дизель – генераторы освещения);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости).

В данном разделе представлены источники выбросов при использовании буровой установки типа XJ-550, испытание станком ПАП-60.

Источники выбросов при строительстве 1 скважины.



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Ввод новых проектных скважин по вариантам и годам разработки представлено ниже:

Вариант № 1

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы									
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Ввод новых проектных скважин	ед.	660	82	90	120	120	47	44	38	42	35	42

Вариант № 2

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы									
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Ввод новых проектных скважин	ед.	1551	82	90	120	120	120	120	100	100	100	100

Продолжение таблицы:

Годы							
2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
90	90	90	70	50	40	40	29

Вариант № 3

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы									
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Ввод новых проектных скважин	ед.	1912	82	90	120	120	120	120	120	120	120	120

Продолжение таблицы:

Годы							
2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
120	120	120	120	100	100	50	50

Неорганизованными источниками загрязнения атмосферного воздуха в процессе СМР являются:

- бульдозер - обваловка площадок, планировка, источник № 6101;
- экскаватор – рытье траншей, источник № 6102;
- автосамосвал, источник № 6103.

Основная часть выбросов в атмосферу при бурении скважины приходится на выбросы от дизельных установок.

Организованными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании являются:

- Дизельный генератор резервный, N-312 кВт, 1 шт., ист. № 2001;
- Дизельный генератор, N-1200 кВт, 4 шт., источник № 2002-2005;
- Котельная установка, 1 шт. источник № 2006.
- Дизельный генератор, N-176 кВт, 1 шт. источник № 2007.



Неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании являются:

- площадка скважины, источник № 6201;
- насосы, источник № 6202;
- блок приготовления бурового раствора, источник № 6203;
- емкости для сбора отходов бурения 25 м³, источник № 6204;
- емкость для сбора нефти 2 ед. по V=50 м³, источник № 6205;
- сепаратор, источник № 6206;
- емкость для хранения дизельного топлива V=30 м³, источник № 6207;
- емкость для хранения моторного масла V= 4 м³, источник № 6208;
- емкость для хранения отработанного масла V= 4 м³, источник № 6209;
- установка подачи топлива, источник № 6210;
- сварочный пост, источник № 6211;
- газорезка, источник № 6212;

Передвижные источники:

- ДВС автотранспорта и спецтехники, источник № 6213.

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве 1 скважины составляет 23 ед. Из них 7 источников - организованные, остальные 16 – неорганизованные источники выбросов.

Источники выбросов при эксплуатации нового оборудования.

Количество нового оборудования по вариантам и годам разработки представлено ниже:

Вариант № 1

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы						
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Установка МПГУ YZG -18-17-G	ед.	22	4	8	11	14	17	20	22

Вариант № 2

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы						
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Установка МПГУ YZG -18-17-G	ед.	27	5	11	16	19	22	24	27
2	Установка печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G	ед.	120		120					
3	Блок реагентов (БР-2,5)	ед.	120		120					

Вариант № 3

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Годы									
				2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	Установка МПГУ YZG -18-17-G	ед.	34	5	11	16	19	20	22	25	26	27	28



Продолжение таблицы:

Годы							
2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
29	29	29	30	31	32	33	34

Вариант № 1

Установка МПГУ YZG -18-17-G, источник №№ 0001-0022;

Продувочная свеча, источник №№ 0023-0044;

Площадка установки МПГУ YZG -18-17-G. ЗРА,ФС, источник №№ 6001-6022;

Площадка скважины. ЗРА,ФС, источник №№ 6023-6683;

Количество источников выбросов, образующихся при вводе в эксплуатацию по годам нового оборудования на период всего предлагаемого периода разработки составляет 727 ед. Из них 44 источника - организованные, остальные 683 – неорганизованные источники выбросов.

Вариант № 2

Установка МПГУ YZG -18-17-G, источник №№ 0001-0027;

Продувочная свеча, источник №№ 0028-0053;

Печь подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G, источник №№ 0054-0173;

Продувочная свеча, источник №№ 0174-0293;

Площадка установки МПГУ YZG -18-17-G. ЗРА,ФС, источник №№ 6001-6027;

Площадка печи подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G. ЗРА,ФС, источник №№ 6028-6147;

Блок реагентов (БР-2,5), источник №№ 6148-6267;

Площадка скважины. ЗРА,ФС, источник №№ 6268-7818;

Количество источников выбросов, образующихся при вводе в эксплуатацию по годам нового оборудования на период всего предлагаемого периода разработки составляет 1911 ед. Из них 293 источника - организованные, остальные 1618 – неорганизованные источники выбросов.

Вариант № 3

Установка МПГУ YZG -18-17-G, источник №№ 0001-0034;

Продувочная свеча, источник №№ 0035-0068;

Площадка установки МПГУ YZG -18-17-G. ЗРА,ФС, источник №№ 6001-6034;

Площадка скважины. ЗРА,ФС, источник №№ 6035-7946;

Количество источников выбросов, образующихся при вводе в эксплуатацию по годам нового оборудования на период всего предлагаемого периода разработки составляет 1914 ед. Из них 68 источников - организованные, остальные 1946 – неорганизованные источники выбросов.



6.4 Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Приводимая ниже оценка воздействия основывается на значениях выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, рассчитанных по проектным данным, а также по материалам проектов-аналогов.

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными.

Количественный и качественный состав выбросов от источников загрязнения проектируемых работ, подлежащий утверждению в качестве нормативов ПДВ, будет определен на следующих стадиях проектирования, когда точно будут известны технические решения по составу работ и оборудования, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха.

Расчеты валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников планируемых работ выполнены согласно нормативно-методическим документам Республики Казахстан:

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004;
- «Инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу (РНД 211.1.02.03-97);
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г.;
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004.

Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу в период проведения строительства скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования по рекомендуемому варианту разработки №3 приведены в Приложении 1.

Предполагаемые параметры источников выбросов на период разработки месторождения Каражанбас по вариантам №1, №2 и №3 представлены в таблицах 6.2-6.3.



Таблица 6.1 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 1 (2020-2025 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования		
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Строительно-монтажные работы																								
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266
001		Экスカлятор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022
Бурение и испытание скважины																								
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640							0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255
	0304																			Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204	
	0328																			Углерод	0,0433	35,0891	0,0078	
	0330																			Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196	
	0337																			Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002	
	1325																			Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002	
	2754																			Алканы С12-19	0,2513	203,6467	0,0471	
002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4	0,2	76,72	2,409	500	15022	9648							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
	0304																			Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	
	0328																			Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	
	0330																			Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	
	0337																			Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	
	1325																			Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	
	2754																			Алканы С12-19	0,9667	401,2868	3,0389	
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
	0304																			Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	
	0328																			Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	
	0330																			Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	
	0337																			Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	
	1325																			Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	
	2754																			Алканы С12-19	0,9667	401,2868	3,0389	
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4	0,2	76,72	2,409	500	15026	9644							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
	0304																			Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	
	0328																			Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	
	0330																			Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	
	0337																			Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	
	1325																			Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	
	2754																			Алканы С12-19	0,9667	401,2868	3,0389	
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2005	4	0,2	76,72	2,409	500	15027	9643							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
	0304																			Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	
	0328																			Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	
	0330																			Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	
	0337																			Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	
	1325																			Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	
	2754																			Алканы С12-19	0,9667	401,2868	3,0389	
002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4	0,2	2,707	0,085	500	15027	9643							0301	диоксид азота	0,0026	30,5882	0,0809
	0304																			оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131	
	0328																			сажа	0,0002	2,3529	0,073	
	0330																			сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716	
	0337																			оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057	
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648							0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298
	0304																			Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698	
	0328																			Углерод	0,0244	34,7084	0,0269	
	0330																			Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672	
	0337																			Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492	
	0703																			Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007	
	1325																			Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067	
	2754	Алканы С12-19	0,1418	201,7070	0,1612																			



Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 1(2020-2025 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кoeffициент обеспеченности газо-очисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки %	Код вещества	Наименование вещества
		Наименование							Скорость, м/с	Объем смеси, м ³ /с	Температура смеси, оС	точ.ист./1-го конца линейного источника /центра площадного		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
		Количество шт.	Количество шт.									X1	Y1	X2	Y2						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
002		Площадка скважины	30	72	ЗРА и ФС	6201	2					15050	9632	2	2					2754	Алканы С12-19
002		Насосы	5	216	неплотност	6202	2					15055	9630	2	2					2754	Алканы С12-19
002		Блок приготовления раствора	1	173,0	неорган. выброс	6203	2					15053	9653	2	2					0126	Калий хлор
																				0150	Натрий гидроксид
																				1580	Лимонная кислота
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая
																				3119	Кальций карбонат
																				3153	Натрий гидрокарбонат
002		Ёмкость для отходов	1	144	неорган.	6204	2					15055	9655	2	2					2754	Алканы С12-19
002		Ёмкость для сбора нефти	2	72	неорган.	6205	2					15075	9653	2	2					2754	Алканы С12-19
002		Сепаратор	1	72	неорган.	6206	2					15060	9638	2	2					2754	Алканы С12-19
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	240	неорган. выброс	6207	2					15020	9652	2	2					0333	Сероводород
																				2754	Алканы С12-19
002		Ёмкость масла	1	240	неорган.	6208	2					15031	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное
002		Ёмкость отработанного	1	11,5	неорган.	6209	2					15034	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное
002		Установка подачи топлива	1	119,5	неплотност и	6210	2					15020	9626	2	2					0333	Сероводород
																				2754	Алканы С12-19
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6211	2					15061	9621	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды
																				0143	Марганец и его соединения
																				0301	Азота диоксид
																				0337	Углерод оксид
																				0342	Фтористые газообразные соединения
																				0344	Фториды неорганические плохо
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6212	2					15021	9626	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды
																				0143	Марганец и его соединения
																				0301	Азота диоксид
																				0337	Углерод оксид
<i>Эксплуатация</i>																					
0003		Установка МПГУ YZG-18-17-G	1	8760	дымовая труба	0001-0022	10	0,5	6,23	1,22273	240	1523	9627							0301	Азота (IV) диоксид (4)
																				0304	Азот (II) оксид (6)
																				0337	Углерод оксид (594)
																				0410	Метан (734*)
																				0330	Сера диоксид
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0023-0044	11	0,025	8,15	0,007	30	1527	9627							0410	Метан
0003		Печь подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G	1	8760	дымовая труба		10	0,5	0,494	0,09702	240	1548	9629							0301	Азота (IV) диоксид (4)
																				0304	Азот (II) оксид (6)
																				0337	Углерод оксид (594)
																				0410	Метан (734*)
																				0330	Сера диоксид
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча		11	0,025	8,15	0,007	30	1555	9629							0410	Метан
0003		Площадка установки МПГУ YZG-18-17-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6001-6022	2				30	1563	9628							0415	Углеводороды предельные С1-С5
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10
0003		Площадка печи подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс		2				30	1589	9650							0415	Углеводороды предельные С1-С5
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10
0003		Блок реагентов (БР-2,5)		8760	неорган. Выброс		2				30	1590	9690							2750	Сольвент нафта
																				0254	Алкилированные полиэферы
																				0626	1,2,4 Триметилбензол
																				0708	Нафталин
0003		Площадка скважины. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6023-6683	2				30	1500	9630							0415	Углеводороды предельные С1-С5
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10
<i>Передвижные источники</i>																					
002		ДВС транспорта	3	120	неорган. выброс	6213	2					15063	9628	5	10					0301	Азота диоксид
																				0304	Азота оксид
																				0328	Углерод
																				0330	Сера диоксид
																				0337	Углерод оксид
																				0703	Бенз/а/пирен
																				2754	Алканы С12-19



Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 1(2020-2025 гг)

Выбросы загрязняющего вещества, 2020 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2021 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2022 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2023 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2024 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2025 год			Год достижения НДВ
г/с	мг/нм3 □	т/год	г/с	мг/нм3 □	т/год	г/с	мг/нм3 □	т/год	г/с	мг/нм3 □	т/год	г/с	мг/нм3 □	т/год	г/с	мг/нм3 □	т/год	
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
0,1091		0,0254	0,1197		0,0279	0,1596		0,0372	0,1596		0,0372	0,0625		0,0146	0,0585		0,0136	2029
3,4194		2,6240	3,7530		2,8800	5,0040		3,8400	5,0040		3,8400	1,9599		1,5040	1,8348		1,4080	2029
2,1894		0,1148	2,4030		0,1260	3,2040		0,1680	3,2040		0,1680	1,2549		0,0658	1,1748		0,0616	2029
0,6970		0,0082	0,7650		0,0090	1,0200		0,0120	1,0200		0,0120	0,3995		0,0047	0,3740		0,0044	2029
0,3526		0,0004	0,3870		0,0004	0,5160		0,0006	0,5160		0,0006	0,2021		0,0002	0,1892		0,0002	2029
6,9946		1,0660	7,6770		1,1700	10,2360		1,5600	10,2360		1,5600	4,0091		0,6110	3,7532		0,5720	2029
13,9974		2,0746	15,3630		2,2770	20,4840		3,0360	20,4840		3,0360	8,0229		1,1891	7,5108		1,1132	2029
0,3526		0,0011	0,3870		0,0013	0,5160		0,0017	0,5160		0,0017	0,2021		0,0007	0,1892		0,0006	2029
1,6318		0,8446	1,7910		0,9270	2,3880		1,2360	2,3880		1,2360	0,9353		0,4841	0,8756		0,4532	2029
6,5108		1,6892	7,1460		1,8540	9,5280		2,4720	9,5280		2,4720	3,7318		0,9682	3,4936		0,9064	2029
6,6912		1,7384	7,3440		1,9080	9,7920		2,5440	9,7920		2,5440	3,8352		0,9964	3,5904		0,9328	2029
0,0025		0,0087	0,0027		0,0095	0,0036		0,0127	0,0036		0,0127	0,0014		0,0050	0,0013		0,0047	2029
0,8175		3,0939	0,8973		3,3957	1,1964		4,5276	1,1964		4,5276	0,4686		1,7733	0,4387		1,6601	2029
0,0164		0,0238	0,0180		0,0261	0,0240		0,0348	0,0240		0,0348	0,0094		0,0136	0,0088		0,0128	2029
0,0164		0,0180	0,0180		0,0198	0,0240		0,0264	0,0240		0,0264	0,0094		0,0103	0,0088		0,0097	2029
0,0049		0,0066	0,0054		0,0072	0,0072		0,0096	0,0072		0,0096	0,0028		0,0038	0,0026		0,0035	2029
1,8155		2,3444	1,9926		2,5731	2,6568		3,4308	2,6568		3,4308	1,0406		1,3437	0,9742		1,2580	2029
0,3772		0,0656	0,4140		0,0720	0,5520		0,0960	0,5520		0,0960	0,2162		0,0376	0,2024		0,0352	2029
0,0328		0,0082	0,0360		0,0090	0,0480		0,0120	0,0480		0,0120	0,0188		0,0047	0,0176		0,0044	2029
0,0738		0,0164	0,0810		0,0180	0,1080		0,0240	0,1080		0,0240	0,0423		0,0094	0,0396		0,0088	2029
0,3608		0,0656	0,3960		0,0720	0,5280		0,0960	0,5280		0,0960	0,2068		0,0376	0,1936		0,0352	2029
0,0246		0,0082	0,0270		0,0090	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0141		0,0047	0,0132		0,0044	2029
0,0246		0,0082	0,0270		0,0090	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0141		0,0047	0,0132		0,0044	2029
0,0246		0,0082	0,0270		0,0090	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0141		0,0047	0,0132		0,0044	2029
2,9438		0,0492	3,2310		0,0540	4,3080		0,0720	4,3080		0,0720	1,6873		0,0282	1,5796		0,0264	2029
0,0410		0,0008	0,0450		0,0009	0,0600		0,0012	0,0600		0,0012	0,0235		0,0005	0,0220		0,0004	2029
1,4596		0,0246	1,6020		0,0270	2,1360		0,0360	2,1360		0,0360	0,8366		0,0141	0,7832		0,0132	2029
1,4432		0,0246	1,5840		0,0270	2,1120		0,0360	2,1120		0,0360	0,8272		0,0141	0,7744		0,0132	2029
																		2029
0,8472	173,2189	26,7200	1,6944	173,2189	53,4400	2,3298	173,2189	73,4800	2,9652	173,2189	93,5200	3,6006	173,2189	113,5600	4,0242	173,2189	126,9200	2029
0,1376	28,1338	4,3440	0,2752	28,1338	8,6880	0,3784	28,1338	11,9460	0,4816	28,1338	15,2040	0,5848	28,1338	18,4620	0,6536	28,1338	20,6340	2029
0,7880	161,1149	24,8400	1,5760	161,1149	49,6800	2,1670	161,1149	68,3100	2,7580	161,1149	86,9400	3,3490	161,1149	105,5700	3,7430	161,1149	117,9900	2029
0,7880	161,1149	24,8400	1,5760	161,1149	49,6800	2,1670	161,1149	68,3100	2,7580	161,1149	86,9400	3,3490	161,1149	105,5700	3,7430	161,1149	117,9900	2029
0,2962	60,5694	9,3422	0,5925	60,5694	18,6843	0,8147	60,5694	25,6909	1,0368	60,5694	32,6976	1,2590	60,5694	39,7042	1,4071	60,5694	44,3753	2029
1,6320	58285,7	0,0176	3,2640	58285,7	0,0352	4,4880	58285,7	0,0484	5,7120	58285,7	0,0616	6,9360	58285,7	0,0748	7,7520	58285,7	0,0836	2029
																		2029
																		2029
																		2029
																		2029
																		2029
0,0116		0,3632	0,0232		0,7264	0,0319		0,9988	0,0406		1,2712	0,0493		1,5436	0,0551		1,7252	2029
0,0044		0,1380	0,0088		0,2760	0,0121		0,3795	0,0154		0,4830	0,0187		0,5865	0,0209		0,6555	2029
																		2029
																		2029
																		2029
																		2029
																		2029
																		2029
0,3936		12,4394	0,3984		12,5911	0,5760		18,2040	0,5760		18,2040	0,2256		7,1299	0,2112		6,6748	2029
0,1476		4,7314	0,1494		4,7891	0,2160		6,9240	0,2160		6,9240	0,0846		2,7119	0,0792		2,5388	2029
																		2029
																		2029
0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			2029
0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			2029
0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			2029
0,2167			0,2167			0,2167			0,2167			0,2167			0,2167			2029
1,0833			1,0833			1,0833			1,0833			1,0833			1,0833			2029
0,000035			0,000035			0,000035			0,000035			0,000035			0,000035			2029
0,3250			0,3250			0,3250			0,3250			0,3250			0,3250			2029



Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 1 (2026-2029 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования			
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	1-го конца линейного источника /центра площадного		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3 □	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Строительно-монтажные работы																									
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022	
Бурение и испытание скважины																									
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640								0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255
																					0304	Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204
																					0328	Углерод	0,0433	35,0891	0,0078
																					0330	Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196
																					0337	Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002
																					1325	Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002
																					2754	Алканы C12-19	0,2513	203,6467	0,0471
002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4	0,2	76,72	2,409	500	15022	9648								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4	0,2	76,72	2,409	500	15026	9644								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2005	4	0,2	76,72	2,409	500	15027	9643								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4	0,2	2,707	0,085	500	15027	9643								0301	диоксид азота	0,0026	30,5882	0,0809
																					0304	оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131
																					0328	сажа	0,0002	2,3529	0,073
																					0330	сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716
																					0337	оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648								0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298
																					0304	Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698
																					0328	Углерод	0,0244	34,7084	0,0269
																					0330	Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672
																					0337	Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492
																					0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007
																					1325	Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067
																					2754	Алканы C12-19	0,1418	201,7070	0,1612



Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 1 (2026-2029 гг)

Выбросы загрязняющего вещества, 2026 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2027 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2028 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2029 год			Год достижения НДВ
г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	
41	42	43	41	42	43	41	42	43	41	42	43	44
25,5360		1,0108	28,2240		1,1172	23,5200		0,9310	28,2240		1,1172	2029
30,6432		0,7600	33,8688		0,8400	28,2240		0,7000	33,8688		0,8400	2029
1,4478		0,0836	1,6002		0,0924	1,3335		0,0770	1,6002		0,0924	2029
25,2928	539,3841	4,7690	27,9552	539,3841	5,2710	23,2960	539,3841	4,3925	27,9552	539,3841	5,2710	2029
4,1116	87,6823	0,7752	4,5444	87,6823	0,8568	3,7870	87,6823	0,7140	4,5444	87,6823	0,8568	2029
1,6454	35,0891	0,2964	1,8186	35,0891	0,3276	1,5155	35,0891	0,2730	1,8186	35,0891	0,3276	2029
3,9520	84,2788	0,7448	4,3680	84,2788	0,8232	3,6400	84,2788	0,6860	4,3680	84,2788	0,8232	2029
20,4174	435,4133	3,8760	22,5666	435,4133	4,2840	18,8055	435,4133	3,5700	22,5666	435,4133	4,2840	2029
0,0000	0,0008	0,0000	0,0000	0,0008	0,0000	0,0000	0,0008	0,0000	0,0000	0,0008	0,0000	2029
0,3952	8,4279	0,0760	0,4368	8,4279	0,0840	0,3640	8,4279	0,0700	0,4368	8,4279	0,0840	2029
9,5494	203,6467	1,7898	10,5546	203,6467	1,9782	8,7955	203,6467	1,6485	10,5546	203,6467	1,9782	2029
97,2800	1062,6816	323,3382	107,5200	1062,6816	357,3738	89,6000	1062,6816	297,8115	107,5200	1062,6816	357,3738	2029
15,8080	172,6858	52,5426	17,4720	172,6858	58,0734	14,5600	172,6858	48,3945	17,4720	172,6858	58,0734	2029
6,3346	69,1988	17,3204	7,0014	69,1988	19,1436	5,8345	69,1988	15,9530	7,0014	69,1988	19,1436	2029
15,2000	166,0440	69,2854	16,8000	166,0440	76,5786	14,0000	166,0440	63,8155	16,8000	166,0440	76,5786	2029
78,5346	857,9078	254,0490	86,8014	857,9078	280,7910	72,3345	857,9078	233,9925	86,8014	857,9078	280,7910	2029
0,0002	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	0,0001	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	2029
1,5200	16,6044	4,6208	1,6800	16,6044	5,1072	1,4000	16,6044	4,2560	1,6800	16,6044	5,1072	2029
36,7346	401,2868	115,4782	40,6014	401,2868	127,6338	33,8345	401,2868	106,3615	40,6014	401,2868	127,6338	2029
97,2800	1062,6816	323,3382	107,5200	1062,6816	357,3738	89,6000	1062,6816	297,8115	107,5200	1062,6816	357,3738	2029
15,8080	172,6858	52,5426	17,4720	172,6858	58,0734	14,5600	172,6858	48,3945	17,4720	172,6858	58,0734	2029
6,3346	69,1988	17,3204	7,0014	69,1988	19,1436	5,8345	69,1988	15,9530	7,0014	69,1988	19,1436	2029
15,2000	166,0440	69,2854	16,8000	166,0440	76,5786	14,0000	166,0440	63,8155	16,8000	166,0440	76,5786	2029
78,5346	857,9078	254,0490	86,8014	857,9078	280,7910	72,3345	857,9078	233,9925	86,8014	857,9078	280,7910	2029
0,0002	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	0,0001	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	2029
1,5200	16,6044	4,6208	1,6800	16,6044	5,1072	1,4000	16,6044	4,2560	1,6800	16,6044	5,1072	2029
36,7346	401,2868	115,4782	40,6014	401,2868	127,6338	33,8345	401,2868	106,3615	40,6014	401,2868	127,6338	2029
97,2800	1062,6816	323,3382	107,5200	1062,6816	357,3738	89,6000	1062,6816	297,8115	107,5200	1062,6816	357,3738	2029
15,8080	172,6858	52,5426	17,4720	172,6858	58,0734	14,5600	172,6858	48,3945	17,4720	172,6858	58,0734	2029
6,3346	69,1988	17,3204	7,0014	69,1988	19,1436	5,8345	69,1988	15,9530	7,0014	69,1988	19,1436	2029
15,2000	166,0440	69,2854	16,8000	166,0440	76,5786	14,0000	166,0440	63,8155	16,8000	166,0440	76,5786	2029
78,5346	857,9078	254,0490	86,8014	857,9078	280,7910	72,3345	857,9078	233,9925	86,8014	857,9078	280,7910	2029
0,0002	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	0,0001	0,0017	0,0004	0,0002	0,0017	0,0004	2029
1,5200	16,6044	4,6208	1,6800	16,6044	5,1072	1,4000	16,6044	4,2560	1,6800	16,6044	5,1072	2029
36,7346	401,2868	115,4782	40,6014	401,2868	127,6338	33,8345	401,2868	106,3615	40,6014	401,2868	127,6338	2029
0,0988	30,5882	3,0742	0,1092	30,5882	3,3978	0,0910	30,5882	2,8315	0,1092	30,5882	3,3978	2029
0,0152	4,7059	0,4978	0,0168	4,7059	0,5502	0,0140	4,7059	0,4585	0,0168	4,7059	0,5502	2029
0,0076	2,3529	2,7740	0,0084	2,3529	3,0660	0,0070	2,3529	2,5550	0,0084	2,3529	3,0660	2029
0,2052	63,5294	6,5208	0,2268	63,5294	7,2072	0,1890	63,5294	6,0060	0,2268	63,5294	7,2072	2029
0,4902	151,7647	15,4166	0,5418	151,7647	17,0394	0,4515	151,7647	14,1995	0,5418	151,7647	17,0394	2029
14,2690	534,1394	16,3324	15,7710	534,1394	18,0516	13,1425	534,1394	15,0430	15,7710	534,1394	18,0516	2029
2,3180	86,7710	2,6524	2,5620	86,7710	2,9316	2,1350	86,7710	2,4430	2,5620	86,7710	2,9316	2029
0,9272	34,7084	1,0222	1,0248	34,7084	1,1298	0,8540	34,7084	0,9415	1,0248	34,7084	1,1298	2029
2,2306	83,4993	2,5536	2,4654	83,4993	2,8224	2,0545	83,4993	2,3520	2,4654	83,4993	2,8224	2029
11,5178	431,1522	13,2696	12,7302	431,1522	14,6664	10,6085	431,1522	12,2220	12,7302	431,1522	14,6664	2029
0,0000	0,0009	0,0000	0,0000	0,0009	0,0000	0,0000	0,0009	0,0000	0,0000	0,0009	0,0000	2029
0,2242	8,3926	0,2546	0,2478	8,3926	0,2814	0,2065	8,3926	0,2345	0,2478	8,3926	0,2814	2029
5,3884	201,7070	6,1256	5,9556	201,7070	6,7704	4,9630	201,7070	5,6420	5,9556	201,7070	6,7704	2029



Таблица 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас по варианту 2 (2020- 2026 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент эффективности газоочистки, %	Среднегеометрическая степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования			
		Наименование	Количество шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год	
																									г/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Строительно-монтажные работы																									
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022	
Бурение и испытание скважины																									
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640								0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255
																					0304	Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204
																					0328	Углерод	0,0433	35,0891	0,0078
																					0330	Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196
																					0337	Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002
																					1325	Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002
																					2754	Алканы C12-19	0,2513	203,6467	0,0471
002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4	0,2	76,72	2,409	500	15022	9648								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4	0,2	76,72	2,409	500	15026	9644								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2005	4	0,2	76,72	2,409	500	15027	9643								0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4	0,2	2,707	0,085	500	15027	9643								0301	диоксид азота	0,0026	30,5882	0,0809
																					0304	оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131
																					0328	сажа	0,0002	2,3529	0,073
																					0330	сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716
																					0337	оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057
																					0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648								0304	Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698
																					0328	Углерод	0,0244	34,7084	0,0269
																					0330	Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672
																					0337	Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492
																					0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007
																					1325	Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067
																					2754	Алканы C12-19	0,1418	201,7070	0,1612



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 2 (2020-2026 гг)

Выбросы загрязняющего вещества, 2020 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2021 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2022 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2023 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2024 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2025 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2026 год			Год достижения НДВ	
г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год		
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	
55,1040		2,1812	60,4800		2,3940	80,6400		3,1920	80,6400		3,1920	80,6400		3,1920	80,6400		3,1920	67,2000		2,6600	2037	
66,1248		1,6400	72,5760		1,8000	96,7680		2,4000	96,7680		2,4000	96,7680		2,4000	96,7680		2,4000	80,6400		2,0000	2037	
3,1242		0,1804	3,4290		0,1980	4,5720		0,2640	4,5720		0,2640	4,5720		0,2640	4,5720		0,2640	3,8100		0,2200	2037	
																						2037
54,5792	539,3841	10,2910	59,9040	539,3841	11,2950	79,8720	539,3841	15,0600	79,8720	539,3841	15,0600	79,8720	539,3841	15,0600	79,8720	539,3841	15,0600	66,5600	539,3841	12,5500	2037	
8,8724	87,6823	1,6728	9,7380	87,6823	1,8360	12,9840	87,6823	2,4480	12,9840	87,6823	2,4480	12,9840	87,6823	2,4480	12,9840	87,6823	2,4480	10,8200	87,6823	2,0400	2037	
3,5506	35,0891	0,6396	3,8970	35,0891	0,7020	5,1960	35,0891	0,9360	5,1960	35,0891	0,9360	5,1960	35,0891	0,9360	5,1960	35,0891	0,9360	4,3300	35,0891	0,7800	2037	
8,5280	84,2788	1,6072	9,3600	84,2788	1,7640	12,4800	84,2788	2,3520	12,4800	84,2788	2,3520	12,4800	84,2788	2,3520	12,4800	84,2788	2,3520	10,4000	84,2788	1,9600	2037	
44,0586	435,4133	8,3640	48,3570	435,4133	9,1800	64,4760	435,4133	12,2400	64,4760	435,4133	12,2400	64,4760	435,4133	12,2400	64,4760	435,4133	12,2400	53,7300	435,4133	10,2000	2037	
0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	0,0008	0,0002	0,0001	2037
0,8528	8,4279	0,1640	0,9360	8,4279	0,1800	1,2480	8,4279	0,2400	1,2480	8,4279	0,2400	1,2480	8,4279	0,2400	1,2480	8,4279	0,2400	1,0400	8,4279	0,2000	2037	
20,6066	203,6467	3,8622	22,6170	203,6467	4,2390	30,1560	203,6467	5,6520	30,1560	203,6467	5,6520	30,1560	203,6467	5,6520	30,1560	203,6467	5,6520	25,1300	203,6467	4,7100	2037	
209,9200	1062,6816	697,7298	230,4000	1062,6816	765,8010	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	256,0000	1062,6816	850,8900	2037	
34,1120	172,6858	113,3814	37,4400	172,6858	124,4430	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	41,6000	172,6858	138,2700	2037	
13,6694	69,1988	37,3756	15,0030	69,1988	41,0220	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	16,6700	69,1988	45,5800	2037	
32,8000	166,0440	149,5106	36,0000	166,0440	164,0970	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	40,0000	166,0440	182,3300	2037	
169,4694	857,9078	548,2110	186,0030	857,9078	601,6950	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	206,6700	857,9078	668,5500	2037	
0,0003	0,0017	0,0008	0,0004	0,0017	0,0009	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0004	0,0017	0,0010	2037	
3,2800	16,6044	9,9712	3,6000	16,6044	10,9440	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,0000	16,6044	12,1600	2037	
79,2694	401,2868	249,1898	87,0030	401,2868	273,5010	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	96,6700	401,2868	303,8900	2037	
209,9200	1062,6816	697,7298	230,4000	1062,6816	765,8010	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	256,0000	1062,6816	850,8900	2037	
34,1120	172,6858	113,3814	37,4400	172,6858	124,4430	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	41,6000	172,6858	138,2700	2037	
13,6694	69,1988	37,3756	15,0030	69,1988	41,0220	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	16,6700	69,1988	45,5800	2037	
32,8000	166,0440	149,5106	36,0000	166,0440	164,0970	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	40,0000	166,0440	182,3300	2037	
169,4694	857,9078	548,2110	186,0030	857,9078	601,6950	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	206,6700	857,9078	668,5500	2037	
0,0003	0,0017	0,0008	0,0004	0,0017	0,0009	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0004	0,0017	0,0010	2037	
3,2800	16,6044	9,9712	3,6000	16,6044	10,9440	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,0000	16,6044	12,1600	2037	
79,2694	401,2868	249,1898	87,0030	401,2868	273,5010	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	96,6700	401,2868	303,8900	2037	
209,9200	1062,6816	697,7298	230,4000	1062,6816	765,8010	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	256,0000	1062,6816	850,8900	2037	
34,1120	172,6858	113,3814	37,4400	172,6858	124,4430	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	41,6000	172,6858	138,2700	2037	
13,6694	69,1988	37,3756	15,0030	69,1988	41,0220	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	16,6700	69,1988	45,5800	2037	
32,8000	166,0440	149,5106	36,0000	166,0440	164,0970	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	40,0000	166,0440	182,3300	2037	
169,4694	857,9078	548,2110	186,0030	857,9078	601,6950	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	206,6700	857,9078	668,5500	2037	
0,0003	0,0017	0,0008	0,0004	0,0017	0,0009	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0004	0,0017	0,0010	2037	
3,2800	16,6044	9,9712	3,6000	16,6044	10,9440	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,0000	16,6044	12,1600	2037	
79,2694	401,2868	249,1898	87,0030	401,2868	273,5010	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	96,6700	401,2868	303,8900	2037	
209,9200	1062,6816	697,7298	230,4000	1062,6816	765,8010	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	307,2000	1062,6816	1021,0680	256,0000	1062,6816	850,8900	2037	
34,1120	172,6858	113,3814	37,4400	172,6858	124,4430	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	49,9200	172,6858	165,9240	41,6000	172,6858	138,2700	2037	
13,6694	69,1988	37,3756	15,0030	69,1988	41,0220	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	20,0040	69,1988	54,6960	16,6700	69,1988	45,5800	2037	
32,8000	166,0440	149,5106	36,0000	166,0440	164,0970	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	48,0000	166,0440	218,7960	40,0000	166,0440	182,3300	2037	
169,4694	857,9078	548,2110	186,0030	857,9078	601,6950	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	248,0040	857,9078	802,2600	206,6700	857,9078	668,5500	2037	
0,0003	0,0017	0,0008	0,0004	0,0017	0,0009	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0005	0,0017	0,0012	0,0004	0,0017	0,0010	2037	
3,2800	16,6044	9,9712	3,6000	16,6044	10,9440	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,8000	16,6044	14,5920	4,0000	16,6044	12,1600	2037	
79,2694	401,2868	249,1898	87,0030	401,2868	273,5010	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	116,0040	401,2868	364,6680	96,6700	401,2868	303,8900	2037	
0,2132	30,5882	6,6338	0,234																			

Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 2 (2020-2026 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выбросов вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 кв.м/ед.оборудования		
		Наименование	Количество шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год
002		Площадка скважины	30	72	ЗРА и ФС	6201	2				15050	9632	2	2					2754	Алканы C12-19	0,00133		0,00031	
002		Насосы	5	216	неплотност	6202	2				15055	9630	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0417		0,0320	
002		Блок приготовления раствора	1	173,0	неорган. выброс	6203	2				15053	9653	2	2					0126	Калий хлор	0,0267		0,0014	
																			0150	Натрий гидроксид	0,0085		0,0001	
																			1580	Лимонная кислота	0,0043		0,0000046	
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая	0,0853		0,013	
																			3119	Кальций карбонат	0,1707		0,0253	
																			3153	Натрий гидрокарбонат	0,0043		0,000014	
002		Ёмкость для отходов	1	144	неорган.	6204	2				15055	9655	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0199		0,0103	
002		Ёмкость для сбора нефти	2	72	неорган.	6205	2				15075	9653	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0794		0,0206	
002		Сепаратор	1	72	неорган.	6206	2				15060	9638	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0816		0,0212	
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	240	неорган. выброс	6207	2				15020	9652	2	2					0333	Сероводород	0,00003		0,000106	
																			2754	Алканы C12-19	0,00997		0,03773	
002		Ёмкость масла	1	240	неорган.	6208	2				15031	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00029	
002		Ёмкость отработанного	1	11,5	неорган.	6209	2				15034	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00022	
002		Установка подачи топлива	1	119,5	неплотност и	6210	2				15020	9626	2	2					0333	Сероводород	0,00006		0,00008	
																			2754	Алканы C12-19	0,02214		0,02859	
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6211	2				15061	9621	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,0046		0,0008	
																			0143	Марганец и его соединения	0,0004		0,0001	
																			0301	Азота диоксид	0,0009		0,0002	
																			0337	Углерод оксид	0,0044		0,0008	
																			0342	Фтористые газообразные соединения	0,0003		0,0001	
																			0344	Фториды неорганические плохо	0,0003		0,0001	
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая	0,0003		0,0001	
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6212	2				15021	9626	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,0359		0,0006	
																			0143	Марганец и его соединения	0,0005		0,00001	
																			0301	Азота диоксид	0,0178		0,0003	
																			0337	Углерод оксид	0,0176		0,0003	
<i>Эксплуатация</i>																								
0003		Установка МПГУ YZG-18-17-G	1	8760	дымовая труба	0001-0027	10	0,5	6,23	1,22273	240	1523	9627						0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,2118	173,2189445	6,68	
																			0304	Азот (II) оксид (6)	0,0344	28,13376624	1,086	
																			0337	Углерод оксид (594)	0,197	161,1148823	6,21	
																			0410	Метан (734*)	0,197	161,1148823	6,21	
																			0330	Сера диоксид	0,07406	60,56938163	2,33554	
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0028-0053	11	0,025	8,15	0,007	30	1527	9627						0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044	
0003		Печь подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G	1	8760	дымовая труба	0054-0173	10	0,5	0,494	0,09702	240	1548	9629						0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,0856	882,2923	2,7008	
																			0304	Азот (II) оксид (6)	0,0139	143,2694	0,439	
																			0337	Углерод оксид (594)	0,317	3267,3676	10,01	
																			0410	Метан (734*)	0,317	3267,3676	10,01	
																			0330	Сера диоксид	0,02984	307,5655	0,94099	
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0174-0293	11	0,025	8,15	0,007	30	1555	9629						0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044	
0003		Площадка установки МПГУ YZG-18-17-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6001-6027	2				30	1563	9628						0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908	
																			0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345	
0003		Площадка печи подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6028-6147	2				30	1589	9650						0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908	
																			0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345	
0003		Блок реагентов (БР-2,5)		8760	неорган. Выброс	6148-6267	2				30	1590	9690						2750	Сольвент нафта	0,0162		0,51036	
																			0254	Алкилированные полиэфир	0,0054		0,17012	
																			0626	1,2,4 Триметилбензол	0,0027		0,08506	
																			0708	Нафталин	0,0027		0,08506	
0003		Площадка скважины. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6268-7818	2				30	1500	9630						0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0048		0,1517	
																			0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0018		0,0577	
<i>Передвижные источники</i>																								
002		ДВС транспорта	3	120	неорган. выброс	6213	2				15063	9628	5	10					0301	Азота диоксид	0,3467			
																			0304	Азота оксид	0,0563			
																			0328	Углерод	0,1679			
																			0330	Сера диоксид	0,2167			
																			0337	Углерод оксид	1,0833			
																			0703	Бенз/а/пирен	0,0000035			
																			2754	Алканы C12-19	0,325			



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Продолжение таблицы 6.2- Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 2 (2020-2026 гг)

Выбросы загрязняющего вещества, 2020 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2021 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2022 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2023 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2024 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2025 год			Выбросы загрязняющего вещества, 2026 год			Год достижения НДВ
г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	г/с	мг/м3 □	т/год	
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
0,0120		0,0245	0,1104		0,0257	0,1530		0,0357	0,1596		0,0372	0,1596		0,0372	0,1596		0,0372	0,1330		0,0310	2037
0,3753		2,5280	3,4611		2,6560	4,7955		3,6800	5,0040		3,8400	5,0040		3,8400	5,0040		3,8400	4,1700		3,2000	2037
0,2403		0,1106	2,2161		0,1162	3,0705		0,1610	3,2040		0,1680	3,2040		0,1680	3,2040		0,1680	2,6700		0,1400	2037
0,0765		0,0079	0,7055		0,0083	0,9775		0,0115	1,0200		0,0120	1,0200		0,0120	1,0200		0,0120	0,8500		0,0100	2037
0,0387		0,0004	0,3569		0,0004	0,4945		0,0005	0,5160		0,0006	0,5160		0,0006	0,5160		0,0006	0,4300		0,0005	2037
0,7677		1,0270	7,0799		1,0790	9,8095		1,4950	10,2360		1,5600	10,2360		1,5600	10,2360		1,5600	8,5300		1,3000	2037
1,5363		1,9987	14,1681		2,0999	19,6305		2,9095	20,4840		3,0360	20,4840		3,0360	20,4840		3,0360	17,0700		2,5300	2037
0,0387		0,0011	0,3569		0,0012	0,4945		0,0016	0,5160		0,0017	0,5160		0,0017	0,5160		0,0017	0,4300		0,0014	2037
0,1791		0,8137	1,6517		0,8549	1,1845		1,1845	2,2885		1,2360	2,3880		1,2360	2,3880		1,2360	1,9900		1,0300	2037
0,7146		1,6274	6,5902		1,7098	9,1310		2,3690	9,5280		2,4720	9,5280		2,4720	9,5280		2,4720	7,9400		2,0600	2037
0,7344		1,6748	6,7728		1,7596	9,3840		2,4380	9,7920		2,5440	9,7920		2,5440	9,7920		2,5440	8,1600		2,1200	2037
0,0003		0,0084	0,0025		0,0088	0,0035		0,0122	0,0036		0,0127	0,0036		0,0127	0,0036		0,0127	0,0030		0,0106	2037
0,0897		2,9807	0,8275		3,1316	1,1466		4,3390	1,1964		4,5276	1,1964		4,5276	1,1964		4,5276	0,9970		3,7730	2037
0,0018		0,0229	0,0166		0,0241	0,0230		0,0334	0,0240		0,0348	0,0240		0,0348	0,0240		0,0348	0,0200		0,0290	2037
0,0018		0,0174	0,0166		0,0183	0,0230		0,0253	0,0240		0,0264	0,0240		0,0264	0,0240		0,0264	0,0200		0,0220	2037
0,0005		0,0063	0,0050		0,0066	0,0069		0,0092	0,0072		0,0096	0,0072		0,0096	0,0072		0,0096	0,0060		0,0080	2037
0,1993		2,2586	1,8376		2,3730	2,5461		3,2879	2,6568		3,4308	2,6568		3,4308	2,6568		3,4308	2,2140		2,8590	2037
0,0414		0,0632	0,3818		0,0664	0,5290		0,0920	0,5520		0,0960	0,5520		0,0960	0,5520		0,0960	0,4600		0,0800	2037
0,0036		0,0079	0,0332		0,0083	0,0460		0,0115	0,0480		0,0120	0,0480		0,0120	0,0480		0,0120	0,0400		0,0100	2037
0,0081		0,0158	0,0747		0,0166	0,1035		0,0230	0,1080		0,0240	0,1080		0,0240	0,1080		0,0240	0,0900		0,0200	2037
0,0396		0,0632	0,3652		0,0664	0,5060		0,0920	0,5280		0,0960	0,5280		0,0960	0,5280		0,0960	0,4400		0,0800	2037
0,0027		0,0079	0,0249		0,0083	0,0345		0,0115	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0300		0,0100	2037
0,0027		0,0079	0,0249		0,0083	0,0345		0,0115	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0300		0,0100	2037
0,0027		0,0079	0,0249		0,0083	0,0345		0,0115	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0360		0,0120	0,0300		0,0100	2037
0,3231		0,0474	2,9797		0,0498	4,1285		0,0690	4,3080		0,0720	4,3080		0,0720	4,3080		0,0720	3,5900		0,0600	2037
0,0045		0,0008	0,0415		0,0008	0,0575		0,0012	0,0600		0,0012	0,0600		0,0012	0,0600		0,0012	0,0500		0,0010	2037
0,1602		0,0237	1,4774		0,0249	2,0470		0,0345	2,1360		0,0360	2,1360		0,0360	2,1360		0,0360	1,7800		0,0300	2037
0,1584		0,0237	1,4608		0,0249	2,0240		0,0345	2,1120		0,0360	2,1120		0,0360	2,1120		0,0360	1,7600		0,0300	2037
																					2037
1,0590	173,2189	33,4000	2,3298	173,2189	73,4800	3,3888	173,2189	106,8800	4,0242	173,2189	126,9200	4,6596	173,2189	146,9600	5,0832	173,2189	160,3200	5,7186	173,2189	180,3600	2037
0,1720	28,1338	5,4300	0,3784	28,1338	11,9460	0,5504	28,1338	17,3760	0,6536	28,1338	20,6340	0,7568	28,1338	23,8920	0,8256	28,1338	26,0640	0,9288	28,1338	29,3220	2037
0,9850	161,1149	31,0500	2,1670	161,1149	68,3100	3,1520	161,1149	99,3600	3,7430	161,1149	117,9900	4,3340	161,1149	136,6200	4,7280	161,1149	149,0400	5,3190	161,1149	167,6700	2037
0,9850	161,1149	31,0500	2,1670	161,1149	68,3100	3,1520	161,1149	99,3600	3,7430	161,1149	117,9900	4,3340	161,1149	136,6200	4,7280	161,1149	149,0400	5,3190	161,1149	167,6700	2037
0,3703	60,5694	11,6777	0,8147	60,5694	25,6909	1,1850	60,5694	37,3686	1,4071	60,5694	44,3753	1,6293	60,5694	51,3819	1,7774	60,5694	56,0530	1,9996	60,5694	63,0596	2037
2,0400	58285,7	0,0220	4,4880	58285,7	0,0484	6,5280	58285,7	0,0704	7,7520	58285,7	0,0836	8,9760	58285,7	0,0968	9,7920	58285,7	0,1056	11,0160	58285,7	0,1188	2037
10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	10,2720	882,2923	324,0960	2037
1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	1,6680	143,2694	52,6800	2037
38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	2037
38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	38,0400	3267,3676	1201,2000	2037
3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	3,5808	307,5655	112,9188	2037
48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	48,9600	58285,7000	0,5280	2037
0,0145		0,4540	0,1595		4,9940	0,0464		1,4528	0,0551		1,7252	0,0638		1,9976	0,0696		2,1792	0,0783		134,8380	2037
0,0055		0,1725	0,0605		1,8975	0,0176		0,5520	0,0209		0,6555	0,0242		0,7590	0,0264		0,8280	0,0297		0,9315	2037
0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	0,3480		10,8960	2037
0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	0,1320		4,1400	2037
1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	1,9440		61,2432	2037
0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	0,6480		20,4144	2037
0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	2037
0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	0,3240		10,2072	2037
0,3936		12,4394	0,4320		13,6530	0,5760		18,2040	0,5760		18,2040	47,2320		1492,7280	51,8400		1638,3600	0,4800		15,1700	2037
0,1476		4,7314	0,1620		5,1930	0,2160		6,9240	0,2160		6,9240	17,7120		567,7680	19,4400		623,1600	0,1800		5,7700	2037
																					2037
																					2037
0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			0,3467			2037
0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			0,0563			2037
0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			0,1679			2037
0,2167			0,2167			0,2167			0,2167			0,2167									

Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 2 (2027-2037 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеквартальная-рациональная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования		
		Наименование	Количество шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Строительно-монтажные работы																								
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022
Бурение и испытание скважины																								
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640							0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255
																				0304	Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204
																				0328	Углерод	0,0433	35,0891	0,0078
																				0330	Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196
																				0337	Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002
																				1325	Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002
																				2754	Алканы C12-19	0,2513	203,6467	0,0471
002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4	0,2	76,72	2,409	500	15022	9648							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																				0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																				0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																				0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																				0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																				1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																				2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																				0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																				0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																				0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																				0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																				1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																				2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4	0,2	76,72	2,409	500	15026	9644							0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																				0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																				0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																				0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																				0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																				1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																				2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4	0,2	2,707	0,085	500	15027	9643							0301	диоксид азота	0,0026	30,5882	0,0809
																				0304	оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131
																				0328	сажа	0,0002	2,3529	0,073
																				0330	сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716
																				0337	оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648							0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298
																				0304	Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698
																				0328	Углерод	0,0244	34,7084	0,0269
																				0330	Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672
																				0337	Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492
																				0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007
																				1325	Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067
																				2754	Алканы C12-19	0,1418	201,7070	0,1612



Продолжение таблицы 6.2 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 2 (2027-2037 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газы-очисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования		
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год
												X1	Y1	X2	Y2									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
002		Площадка скважины	30	72	ЗРА и ФС	6201	2					15050	9632	2	2					2754	Алканы C12-19	0,00133		0,00031
002		Насосы	5	216	неплотност	6202	2					15055	9630	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0417		0,0320
002		Блок приготовления раствора	1	173,0	неорган. выброс	6203	2					15053	9653	2	2					0126	Калий хлор	0,0267		0,0014
																				0150	Натрий гидроксид	0,0085		0,0001
																				1580	Лимонная кислота	0,0043		0,0000046
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая	0,0853		0,013
																				3119	Кальций карбонат	0,1707		0,0253
																				3153	Натрий гидрокарбонат	0,0043		0,000014
002		Ёмкость для отходов	1	144	неорган.	6204	2					15055	9655	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0199		0,0103
002		Ёмкость для сбора нефти	2	72	неорган.	6205	2					15075	9653	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0794		0,0206
002		Сепаратор	1	72	неорган.	6206	2					15060	9638	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0816		0,0212
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	240	неорган. выброс	6207	2					15020	9652	2	2					0333	Сероводород	0,00003		0,000106
																				2754	Алканы C12-19	0,00997		0,03773
002		Ёмкость масла	1	240	неорган.	6208	2					15031	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00029
002		Ёмкость отработанного	1	11,5	неорган.	6209	2					15034	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00022
002		Установка подачи топлива	1	119,5	неплотност и	6210	2					15020	9626	2	2					0333	Сероводород	0,00006		0,00008
																				2754	Алканы C12-19	0,02214		0,02859
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6211	2					15061	9621	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,0046		0,0008
																				0143	Марганец и его соединения	0,0004		0,0001
																				0301	Азота диоксид	0,0009		0,0002
																				0337	Углерод оксид	0,0044		0,0008
																				0342	Фтористые газообразные соединения	0,0003		0,0001
																				0344	Фториды неорганические плох	0,0003		0,0001
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая	0,0003		0,0001
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6212	2					15021	9626	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,0359		0,0006
																				0143	Марганец и его соединения	0,0005		0,00001
																				0301	Азота диоксид	0,0178		0,0003
																				0337	Углерод оксид	0,0176		0,0003
<i>Эксплуатация</i>																								
0003		Установка МПГУ YZG-18-17-G	1	8760	дымовая труба	0001-0027	10	0,5	6,23	1,22273	240	1523	9627							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,2118	173,2189445	6,68
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0,0344	28,13376624	1,086
																				0337	Углерод оксид (594)	0,197	161,1148823	6,21
																				0410	Метан (734*)	0,197	161,1148823	6,21
																				0330	Сера диоксид	0,07406	60,56938163	2,33554
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0028-0053	11	0,025	8,15	0,007	30	1527	9627							0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044
0003		Печь подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G	1	8760	дымовая труба	0054-0173	10	0,5	0,494	0,09702	240	1548	9629							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,0856	882,2923	2,7008
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0,0139	143,2694	0,439
																				0337	Углерод оксид (594)	0,317	3267,3676	10,01
																				0410	Метан (734*)	0,317	3267,3676	10,01
																				0330	Сера диоксид	0,02984	307,5655	0,94099
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0174-0293	11	0,025	8,15	0,007	30	1555	9629							0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044
0003		Площадка установки МПГУ YZG-18-17-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6001-6027	2				30	1563	9628							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908
																				0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345
0003		Площадка печи подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6028-6147	2				30	1589	9650							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908
																				0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345
0003		Блок реагентов (БР-2,5)		8760	неорган. Выброс	6148-6267	2				30	1590	9690							2750	Сольвент нафта	0,0162		0,51036
																				0254	Алкилированные полиэфиры	0,0054		0,17012
																				0626	1,2,4 Триметилбензол	0,0027		0,08506
																				0708	Нафталин	0,0027		0,08506
0003		Площадка скважины. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6268-7818	2				30	1500	9630							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0048		0,1517
																				0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0018		0,0577
<i>Передвижные источники</i>																								
002		ДВС транспорта	3	120	неорган. выброс	6213	2					15063	9628	5	10					0301	Азота диоксид	0,3467		
																				0304	Азота оксид	0,0563		
																				0328	Углерод	0,1679		
																				0330	Сера диоксид	0,2167		
																				0337	Углерод оксид	1,0833		
																				0703	Бенз/а/пирен	0,0000035		
																				2754	Алканы C12-19	0,325		



Таблица 6.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 3 (2020-2028 гг)

1	2	3		5	6	7	8	9	10			13				17	18	19	20	21	22	23			26			
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год	г/с	мг/м3	т/год	
Строительно-монтажные работы																												
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	55,1040			2,1812
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	66,1248			1,6400
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022	3,1242			0,1804
Бурение и испытание скважины																												
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640								0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255	54,5792	539,3841	10,2910
																					0304	Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204	8,8724	87,6823	1,6728
																					0328	Углерод	0,0433	35,0891	0,0078	3,5506	35,0891	0,6396
																					0330	Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196	8,5280	84,2788	1,6072
																					0337	Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102	44,0586	435,4133	8,3640
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002	0,0001	0,0008	0,00000
																					1325	Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002	0,8528	8,4279	0,1640
																					2754	Алканы C12-19	0,2513	203,6467	0,0471	20,6066	203,6467	3,8622
																					002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4
0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	34,1120	172,6858	113,3814																					
0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	13,6694	69,1988	37,3756																					
0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	32,8000	166,0440	149,5106																					
0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	169,4694	857,9078	548,2110																					
0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	0,0003	0,0017	0,0008																					
1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	3,2800	16,6044	9,9712																					
2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389	79,2694	401,2868	249,1898																					
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642															
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	34,1120	172,6858	113,3814
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	13,6694	69,1988	37,3756
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	32,8000	166,0440	149,5106
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	169,4694	857,9078	548,2110
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	0,0003	0,0017	0,0008
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	3,2800	16,6044	9,9712
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389	79,2694	401,2868	249,1898
																					002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4
0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	34,1120	172,6858	113,3814																					
0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	13,6694	69,1988	37,3756																					
0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	32,8000	166,0440	149,5106																					
0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	169,4694	857,9078	548,2110																					
0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	0,0003	0,0017	0,0008																					
1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	3,2800	16,6044	9,9712																					
2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389	79,2694	401,2868	249,1898																					
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2005	4	0,2	76,72	2,409	500	15027	9643															
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827	34,1120	172,6858	113,3814
																					0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558	13,6694	69,1988	37,3756
																					0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233	32,8000	166,0440	149,5106
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855	169,4694	857,9078	548,2110
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001	0,0003	0,0017	0,0008
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216	3,2800	16,6044	9,9712
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389	79,2694	401,2868	249,1898
																					002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4
0304	оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131	0,0328	4,7059	1,0742																					
0328	сажа	0,0002	2,3529	0,073	0,0164	2,3529	5,9860																					
0330	сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716	0,4428	63,5294	14,0712																					
0337	оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057	1,0578	151,7647	33,2674																					
0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007	0,0000	0,0009	0,0001																					
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648								0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298	30,7910	534,1394	35,2436
																					0304	Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698	5,0020	86,7710	5,7236
																					0328	Углерод	0,0244	34,7084	0,0269	2,0008	34,7084	2,2058
																					0330	Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672	4,8134	83,4993	5,5104
																					0337	Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492	24,8542	431,1522	28,6344
																					0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007	0,0000	0,0009	0,0001
																					1325	Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067	0,4838	8,3926	0,5494
2754	Алканы C12-19	0,1418	201,7070	0,1612	11,6276	201,7070	13,2184																					



Продолжение таблицы 6.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 3 (2029-2037 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднекислота-рациональная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 ед.оборудования					
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	1-го конца линейного источника / центра площадного		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							г/с	мг/м3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Строительно-монтажные работы																										
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2						2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2						2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1						2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,0381		0,0022	
Бурение и испытание скважины																										
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	2001	4	0,2	39,299	1,234	500	15026	9640									0301	Азота диоксид	0,6656	539,3841	0,1255
																						0304	Азота оксид	0,1082	87,6823	0,0204
																						0328	Углерод	0,0433	35,0891	0,0078
																						0330	Сера диоксид	0,104	84,2788	0,0196
																						0337	Углерод оксид	0,5373	435,4133	0,102
																						0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0008	0,0000002
																						1325	Формальдегид	0,0104	8,4279	0,002
																						2754	Алканы C12-19	0,2513	203,6467	0,0471
002		Дизельный генератор при бурении	1	2376	труба	2002	4	0,2	76,72	2,409	500	15022	9648									0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																						0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																						0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																						0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																						0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																						0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																						1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																						2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2003	4	0,2	76,72	2,409	500	15023	9642									0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																						0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																						0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																						0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																						0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																						0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																						1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																						2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2004	4	0,2	76,72	2,409	500	15026	9644									0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																						0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																						0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																						0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																						0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																						0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																						1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																						2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Дизельный двигатель при бурении	1	2376	труба	2005	4	0,2	76,72	2,409	500	15027	9643									0301	Азота диоксид	2,56	1062,6816	8,5089
																						0304	Азота оксид	0,416	172,6858	1,3827
																						0328	Углерод	0,1667	69,1988	0,4558
																						0330	Сера диоксид	0,4	166,0440	1,8233
																						0337	Углерод оксид	2,0667	857,9078	6,6855
																						0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0017	0,00001
																						1325	Формальдегид	0,04	16,6044	0,1216
																						2754	Алканы C12-19	0,9667	401,2868	3,0389
002		Котельная установка	1	1029	труба	2006	4	0,2	2,707	0,085	500	15027	9643									0301	диоксид азота	0,0026	30,5882	0,0809
																						0304	оксид азота	0,0004	4,7059	0,0131
																						0328	сажа	0,0002	2,3529	0,073
																						0330	сернистый ангидрид	0,0054	63,5294	0,1716
																						0337	оксид углерода	0,0129	151,7647	0,4057
																						0301	Азота диоксид	0,3755	534,1394	0,4298
002		Дизельный двигатель при испытании	1	360	труба	2007	4	0,2	22,389	0,703	500	15026	9648									0304	Азота оксид	0,061	86,7710	0,0698
																						0328	Углерод	0,0244	34,7084	0,0269
																						0330	Сера диоксид	0,0587	83,4993	0,0672
																						0337	Углерод оксид	0,3031	431,1522	0,3492
																						0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0009	0,0000007
																						1325	Формальдегид	0,0059	8,3926	0,0067
																						2754	Алканы C12-19	0,1418	201,7070	0,1612



Продолжение таблицы 6.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу на период разработки месторождения Каражанбас. Вариант № 3 (2029-2037 гг)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кoeffициент обеспеченности газочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки / максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества от 1 скв./ед.оборудования				
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
002		Площадка скважины	30	72	ЗРА и ФС	6201	2					15050	9632	2	2					2754	Алканы С12-19	0,00133		0,00031	
002		Насосы	5	216	неплотност	6202	2					15055	9630	2	2					2754	Алканы С12-19	0,0417		0,0320	
002		Блок приготовления раствора	1	173,0	неорган. выброс	6203	2					15053	9653	2	2					0126	Калий хлор	0,0267		0,0014	
	0150																			Натрий гидроксид	0,0085		0,0001		
	1580																			Лимонная кислота	0,0043		0,0000046		
	2908																			Пыль неорганическая, содержащая	0,0853		0,013		
	3119																			Кальций карбонат	0,1707		0,0253		
	3153																			Натрий гидрокарбонат	0,0043		0,000014		
002		Ёмкость для отходов	1	144	неорган.	6204	2					15055	9655	2	2				2754	Алканы С12-19	0,0199		0,0103		
002		Ёмкость для сбора нефти	2	72	неорган.	6205	2					15075	9653	2	2				2754	Алканы С12-19	0,0794		0,0206		
002		Сепаратор	1	72	неорган.	6206	2					15060	9638	2	2				2754	Алканы С12-19	0,0816		0,0212		
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	240	неорган. выброс	6207	2					15020	9652	2	2				0333	Сероводород	0,00003		0,000106		
002																			2754	Алканы С12-19	0,00997		0,03773		
002		Ёмкость масла	1	240	неорган.	6208	2					15031	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00029		
002		Ёмкость отработанного	1	11,5	неорган.	6209	2					15034	9653	2	2				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,00022		
002		Установка подачи топлива	1	119,5	неплотност и	6210	2					15020	9626	2	2				0333	Сероводород	0,00006		0,00008		
																			2754	Алканы С12-19	0,02214		0,02859		
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6211	2					15061	9621	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,0046		0,0008	
	0143																			Марганец и его соединения	0,0004		0,0001		
	0301																			Азота диоксид	0,0009		0,0002		
	0337																			Углерод оксид	0,0044		0,0008		
	0342																			Фтористые газообразные соединения	0,0003		0,0001		
	0344																			Фториды неорганические плохo	0,0003		0,0001		
	2908																			Пыль неорганическая, содержащая	0,0003		0,0001		
	0123																			Железо (II, III) оксиды	0,0359		0,0006		
	0143																			Марганец и его соединения	0,0005		0,00001		
	0301																			Азота диоксид	0,0178		0,0003		
	0337	Углерод оксид	0,0176		0,0003																				
<i>Эксплуатация</i>																									
0003		Установка МПГУ YZG-18-17-G	1	8760	дымовая труба	0001-0034	10	0,5	6,23	1,22273	240	1523	9627								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,2118	173,2189445	6,68
	0304																				Азот (II) оксид (6)	0,0344	28,13376624	1,086	
	0337																				Углерод оксид (594)	0,197	161,1148823	6,21	
	0410																				Метан (734*)	0,197	161,1148823	6,21	
	0330																				Сера диоксид	0,07406	60,56938163	2,33554	
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча	0035-0068	11	0,025	8,15	0,007	30	1527	9627							0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044	
0003		Печь подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G	1	8760	дымовая труба		10	0,5	0,494	0,09702	240	1548	9629								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,0856	882,2923	2,7008
	0304																				Азот (II) оксид (6)	0,0139	143,2694	0,439	
	0337																				Углерод оксид (594)	0,317	3267,3676	10,01	
	0410																				Метан (734*)	0,317	3267,3676	10,01	
	0330																				Сера диоксид	0,02984	307,5655	0,94099	
0003		Продувочная свеча	1	1	свеча		11	0,025	8,15	0,007	30	1555	9629							0410	Метан	0,408	58285,7	0,0044	
0003		Площадка установки МПГУ YZG-18-17-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6001-6034	2				30	1563	9628							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908	
	0416																			Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345		
0003		Площадка печи подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс		2				30	1589	9650							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0029		0,0908	
	0416																			Углеводороды предельные C6-C10	0,0011		0,0345		
0003		Блок реагентов (БР-2,5)		8760	неорган. Выброс		2				30	1590	9690							2750	Сольвент нефтя	0,0162		0,51036	
	0254																			Алкилированные полиэфиры	0,0054		0,17012		
	0626																			1,2,4 Триметилбензол	0,0027		0,08506		
	0708																			Нафталин	0,0027		0,08506		
0003		Площадка скважины. ЗРА,ФС	1	8760	неорган. Выброс	6035-7946	2				30	1500	9630							0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0048		0,1517	
	0416																			Углеводороды предельные C6-C10	0,0018		0,0577		
<i>Передвижные источники</i>																									
002		ДВС транспорта	3	120	неорган. выброс	6213	2					15063	9628	5	10						0301	Азота диоксид	0,3467		
	0304																				Азота оксид	0,0563			
	0328																				Углерод	0,1679			
	0330																				Сера диоксид	0,2167			
	0337																				Углерод оксид	1,0833			
	0703																				Бенз/а/пирен	0,0000035			
	2754	Алканы С12-19	0,325																						



6.5 Анализ результатов расчетов выбросов ЗВ

На основании проведенных расчетов выбросов загрязняющих веществ были выявлены основные источники выбросов ЗВ при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования.

При анализе расчетов валовых выбросов от реализации предлагаемых вариантов разработки месторождения Каражанбас с экологической точки зрения вариант №1 является самым «экологически чистым» при его реализации ожидаются самые низкие выбросы загрязняющих веществ по сравнению с вариантор разработки № 1 и № 2, при реализации варианта № 2 ожидаются наибольшие валовые выбросы т.к с 2021 года вводится на период эксплуатации 120 единиц печей подогрева, при реализации варианта № 3 ожидаются меньше валовых выбросов по сравнению со вторым вариантом разработки месторождения.

*С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей **третий вариант** по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду (выше операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, показатель внутренней нормы доходности), чем другие варианты.*

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3.

Следовательно, расчет рассеивания и дальнейшие табличные данные в данном разделе ПредОВОС приводятся только по 3-му рекомендуемому варианту.

Вариант №3 рекомендуемый

При реализации рекомендуемого варианта планируется ввод следующих источников выбросов (на весь период разработки месторождения Каражанбас):

Установка МПГУ YZG -18-17-G, источник №№ 0001-0034;

Продувочная свеча, источник №№ 0035-0068;

Площадка установки МПГУ YZG -18-17-G. ЗРА,ФС, источник №№ 6001-6034;

Площадка скважины. ЗРА,ФС, источник №№ 6035-7946;

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве 1 скважины составляет 1914 ед. Из них 68 источников - организованные, остальные 1946 – неорганизованные источники выбросов.

Ориентировочный перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу ожидается при реализации проекта разработки месторождения Каражанбас (вариант №3) представлен в таблицах 6.4. -6.5.



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Таблица 6.4 – Ориентировочный перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на период реализации разработки месторождения. Вариант № 3 (2020—2028 гг)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0405	0,00140	3,3210	0,1148	3,6450	0,1260
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,0738	0,0090	0,0810	0,0099
0126	Калий хлор	0,3	0,1		4	0,0267	0,00140	2,1894	0,1148	2,4030	0,1260
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,0085	0,00010	0,6970	0,0082	0,7650	0,0090
0301	Азота диоксид	0,2	0,04		2	11,5998	44,05310	927,8558	2876,5286	1019,5458	3193,9870
0304	Азота оксид	0,4	0,06		3	1,8819	7,15910	150,5272	467,4262	165,4024	519,0150
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,7347	1,93090	60,2454	158,3338	66,1230	173,7810
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	1,872	10,82810	145,3545	630,9089	159,9437	705,3349
0333	Сероводород	0,008			2	0,0001	0,00019	0,0074	0,0153	0,0081	0,0167
0337	Углерод оксид	5	3		4	9,6561	43,82000	750,6372	2294,2500	824,9560	2552,3100
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0003	0,00010	0,0246	0,0082	0,0270	0,0090
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0003	0,00010	0,0246	0,0082	0,0270	0,0090
0410	Метан			50		1,33	16,22880	3,0250	31,0720	6,6550	68,3584
0415	Углеводороды предельные C1-C5			50		0,0106	0,33330	0,4081	12,8934	0,4639	14,6518
0416	Углеводороды предельные C6-C10			30		0,004	0,12670	0,1531	4,9039	0,1741	5,5725
0626	1,2,4 Триметилбензол	0,04	0,015		2	0,0027	0,08510	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0703	Бенз/а/пирен		0,000001		1	0,000018	0,00004	0,0013	0,0033	0,0018	0,0037
0708	Нафталин	0,007			4	0,0027	0,08506	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,1763	0,49510	14,4566	40,5982	15,8670	44,5590
1580	Лимонная кислота	0,1			3	0,0043	0,00001	0,3526	0,0004	0,3870	0,0004
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,0004	0,00051	0,0328	0,0418	0,0360	0,0459
2750	Сольвент нефти			0,2		0,0162	0,51036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2754	Алканы C12-19	1			4	4,51594	12,51463	370,3071	1026,1997	406,4346	1126,3167
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	1,6021	0,06190	131,3722	5,0758	144,1890	5,5710
3119	Кальций карбонат	0,5	0,15		3	0,1707	0,02530	13,9974	2,0746	15,3630	2,2770
3153	Натрий гидрокарбонат			0,1		0,0043	0,00001	0,3526	0,0011	0,3870	0,0013
	В С Е Г О :					33,6675	138,4315	2575,4167	7550,5902	2832,8854	8412,0912



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Продолжение таблицы 6.4. - Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на период рализации разработки месторождения. Вариант № 3 (2020—2028 гг)

Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
2022 г.		2023 г.		2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.	
13	14	15	16	17	18	19	20	19	20	19	20	19	20
4,8600	0,1680	4,8600	0,1680	4,86000	0,16800	4,86000	0,16800	4,86000	0,16800	4,86000	0,16800	4,86000	0,16800
0,1080	0,0132	0,1080	0,0132	0,10800	0,01320	0,10800	0,01320	0,10800	0,01320	0,10800	0,01320	0,10800	0,01320
3,2040	0,1680	3,2040	0,1680	3,20400	0,16800	3,20400	0,16800	3,20400	0,16800	3,20400	0,16800	3,20400	0,16800
1,0200	0,0120	1,0200	0,0120	1,02000	0,01200	1,02000	0,01200	1,02000	0,01200	1,02000	0,01200	1,02000	0,01200
1359,6768	4267,5560	1360,3122	4287,5960	1360,52400	4294,27600	1360,94760	4307,63600	1361,58300	4327,67600	1361,79480	4334,35600	1362,00660	4341,03600
220,5824	693,4680	220,6856	696,7260	220,72000	697,81200	220,78880	699,98400	220,89200	703,24200	220,92640	704,32800	220,96080	705,41400
88,1640	231,7080	88,1640	231,7080	88,16400	231,70800	88,16400	231,70800	88,16400	231,70800	88,16400	231,70800	88,16400	231,70800
213,3570	943,5606	213,5791	950,5673	213,65320	952,90280	213,80130	957,57390	214,02350	964,58050	214,09760	966,91600	214,17160	969,25160
0,0108	0,0223	0,0108	0,0223	0,01080	0,02230	0,01080	0,02230	0,01080	0,02230	0,01080	0,02230	0,01080	0,02230
1100,2040	3411,3600	1100,7950	3429,9900	1100,99200	3436,20000	1101,38600	3448,62000	1101,97700	3467,25000	1102,17400	3473,46000	1102,37100	3479,67000
0,0360	0,0120	0,0360	0,0120	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200
0,0360	0,0120	0,0360	0,0120	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200	0,03600	0,01200
9,6800	99,4304	11,4950	118,0736	12,10000	124,28800	13,31000	136,71680	15,12500	155,36000	15,73000	161,57440	16,33500	167,78880
0,6224	19,6568	0,6311	19,9292	0,63400	20,02000	0,63980	20,20160	0,64850	20,47400	0,65140	20,56480	0,65430	20,65560
0,2336	7,4760	0,2369	7,5795	0,23800	7,61400	0,24020	7,68300	0,24350	7,78650	0,24460	7,82100	0,24570	7,85550
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
0,0022	0,0049	0,0022	0,0049	0,00220	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	0,00490	0,00220	0,00490
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
21,1560	59,4120	21,1560	59,4120	21,15600	59,41200	21,15600	59,41200	21,15600	59,41200	21,15600	59,41200	21,15600	59,41200
0,5160	0,0006	0,5160	0,0006	0,51600	0,00060	0,51600	0,00060	0,51600	0,00060	0,51600	0,00060	0,51600	0,00060
0,0480	0,0612	0,0480	0,0612	0,04800	0,06120	0,04800	0,06120	0,04800	0,06120	0,04800	0,06120	0,04800	0,06120
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
541,9128	1501,7556	541,9128	1501,7556	541,91280	1501,75560	541,91280	1501,75560	541,91280	1501,75560	541,91280	1501,75560	541,91280	1501,75560
192,2520	7,4280	192,2520	7,4280	192,25200	7,42800	192,25200	7,42800	192,25200	7,42800	192,25200	7,42800	192,25200	7,42800
20,4840	3,0360	20,4840	3,0360	20,48400	3,03600	20,48400	3,03600	20,48400	3,03600	20,48400	3,03600	20,48400	3,03600
0,5160	0,0017	0,5160	0,0017	0,51600	0,00170	0,51600	0,00170	0,51600	0,00170	0,51600	0,00170	0,51600	0,00170
3778,6820	11246,3233	3782,0607	11314,2771	3783,1870	11336,9283	3785,4395	11382,2308	3788,8183	11450,1845	3789,9446	11472,8357	3791,0708	11495,4870



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Таблица 6.5 - Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на период реализации разработки месторождения. Вариант № 3 (2029—2037 гг)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с		Выброс вещества, т/год		Выброс вещества, т/год	
						от 1 скв./ед оборудования	8	9	10	11	12
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,0405	0,00140	4,8600	0,1680	4,8600	0,1680
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,1080	0,0132	0,1080	0,0132
0126	Калий хлор	0,3	0,1		4	0,0267	0,00140	3,2040	0,1680	3,2040	0,1680
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,0085	0,00010	1,0200	0,0120	1,0200	0,0120
0301	Азота диоксид	0,2	0,04		2	11,5998	44,05310	1362,2184	4347,7160	1362,4302	4354,3960
0304	Азота оксид	0,4	0,06		3	1,8819	7,15910	220,9952	706,5000	221,0296	707,5860
0328	Углерод	0,15	0,05		3	0,7347	1,93090	88,1640	231,7080	88,1640	231,7080
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	1,872	10,82810	214,2457	971,5871	214,3197	973,9227
0333	Сероводород	0,008			2	0,0001	0,00019	0,0108	0,0223	0,0108	0,0223
0337	Углерод оксид	5	3		4	9,6561	43,82000	1102,5680	3485,8800	1102,7650	3492,0900
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,0003	0,00010	0,0360	0,0120	0,0360	0,0120
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,0003	0,00010	0,0360	0,0120	0,0360	0,0120
0410	Метан			50		1,33	16,22880	16,9400	174,0032	17,5450	180,2176
0415	Углеводороды предельные C1-C5			50		0,0106	0,33330	0,6572	20,7464	0,6601	20,8372
0416	Углеводороды предельные C6-C10			30		0,004	0,12670	0,2468	7,8900	0,2479	7,9245
0626	1,2,4 Триметилбензол	0,04	0,015		2	0,0027	0,08510	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0703	Бенз/а/пирен		1E-06		1	0,000018	0,00004	0,0022	0,0049	0,0022	0,0049
0708	Нафталин	0,007			4	0,0027	0,08506	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1325	Формальдегид	0,05	0,01		2	0,1763	0,49510	21,1560	59,4120	21,1560	59,4120
1580	Лимонная кислота	0,1			3	0,0043	0,00001	0,5160	0,0006	0,5160	0,0006
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,0004	0,00051	0,0480	0,0612	0,0480	0,0612
2750	Сольвент нефтяной			0,2		0,0162	0,51036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2754	Алканы C12-19	1			4	4,51594	12,51463	541,9128	1501,7556	541,9128	1501,7556
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	1,6021	0,06190	192,2520	7,4280	192,2520	7,4280
3119	Кальций карбонат	0,5	0,15		3	0,1707	0,02530	20,4840	3,0360	20,4840	3,0360
3153	Натрий гидрокарбонат			0,1		0,0043	0,00001	0,5160	0,0017	0,5160	0,0017
В С Е Г О :						33,6675	138,4315	3792,1971	11518,1382	3793,3233	11540,7895



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Продолжение таблицы 6.4. - Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на период рализации разработки месторождения. Вариант № 3 (2029—2037 гг)

Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
2031 г.		2032 г.		2033 г.		2034 г.		2035 г.		2036 г.		2037 г.	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
4,8600	0,1680	4,8600	0,1680	4,86000	0,16800	4,05000	0,14000	4,05000	0,14000	2,02500	0,07000	2,02500	0,07000
0,1080	0,0132	0,1080	0,0132	0,10800	0,01320	0,09000	0,01100	0,09000	0,01100	0,04500	0,00550	0,04500	0,00550
3,2040	0,1680	3,2040	0,1680	3,20400	0,16800	2,67000	0,14000	2,67000	0,14000	1,33500	0,07000	1,33500	0,07000
1,0200	0,0120	1,0200	0,0120	1,02000	0,01200	0,85000	0,01000	0,85000	0,01000	0,42500	0,00500	0,42500	0,00500
1362,4302	4354,3960	1362,4302	4354,3960	1362,64200	4361,07600	1136,80580	3674,31000	1137,01760	3680,99000	572,10940	1954,05500	572,32120	1960,73500
221,0296	707,5860	221,0296	707,5860	221,06400	708,67200	184,42640	668,75200	184,46080	598,16200	92,81520	317,54300	92,84960	318,62900
88,1640	231,7080	88,1640	231,7080	88,16400	231,70800	73,47000	193,09000	73,47000	193,09000	36,73500	96,54500	36,73500	96,54500
214,3197	973,9227	214,3197	973,9227	214,39380	976,25820	179,10590	981,70740	179,17990	829,89700	90,84900	454,65300	90,92300	456,98840
0,0108	0,0223	0,0108	0,0223	0,01080	0,02230	0,00900	0,01860	0,00900	0,01860	0,00450	0,00930	0,00450	0,00930
1102,7650	3492,0900	1102,7650	3492,0900	1102,96200	3498,30000	920,31700	3362,37000	920,51400	2958,72000	463,60600	1584,93000	463,80300	1591,14000
0,0360	0,0120	0,0360	0,0120	0,03600	0,01200	0,03000	0,01000	0,03000	0,01000	0,01500	0,00500	0,01500	0,00500
0,0360	0,0120	0,0360	0,0120	0,03600	0,01200	0,03000	0,01000	0,03000	0,01000	0,01500	0,00500	0,01500	0,00500
17,5450	180,2176	17,5450	180,2176	18,15000	186,43200	18,75500	602,79680	19,36000	198,86100	19,96500	205,07500	20,57000	211,28960
0,6601	20,8372	0,6601	20,8372	0,66300	20,92800	0,56990	16,23950	0,57280	18,07560	0,33570	10,58140	0,33860	10,67220
0,2479	7,9245	0,2479	7,9245	0,24900	7,95900	0,21410	8,58480	0,21520	6,87400	1,10640	4,02350	0,12740	4,05800
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
0,0022	0,0049	0,0022	0,0049	0,00220	0,00492	0,00180	0,00412	0,00180	0,00410	0,00090	0,00201	0,00090	0,00201
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
21,1560	59,4120	21,1560	59,4120	21,15600	59,41200	17,63000	49,51000	17,63000	49,51000	8,81500	24,75500	8,81500	24,75500
0,5160	0,0006	0,5160	0,0006	0,51600	0,00060	0,43000	0,00050	0,43000	0,00050	0,21500	0,00020	0,21500	0,00020
0,0480	0,0612	0,0480	0,0612	0,04800	0,06120	0,04000	0,05100	0,04000	0,05100	0,02000	0,02550	0,02000	0,02550
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
541,9128	1501,7556	541,9128	1501,7556	541,91280	1501,75560	451,59400	1251,46300	451,59400	1251,46300	225,79700	625,73150	225,79700	625,73150
192,2520	7,4280	192,2520	7,4280	192,25200	7,42800	160,21000	6,19000	160,21000	6,19000	80,10500	3,09500	80,10500	3,09500
20,4840	3,0360	20,4840	3,0360	20,48400	3,03600	17,07000	2,53000	17,07000	2,53000	8,53500	1,26500	8,53500	1,26500
0,5160	0,0017	0,5160	0,0017	0,51600	0,00170	0,43000	0,00140	0,43000	0,00140	0,21500	0,00070	0,21500	0,00070
3793,3233	11540,7895	3793,3233	11540,7895	3794,4496	11563,4407	3168,7989	10817,9401	3169,9251	9794,7592	1605,0891	5282,4506	1605,2352	5305,1019



Общее количество выбрасываемых загрязняющих веществ при строительстве 1 скважины составит – **31,3322 г/сек или 90,4897 т/год.**

Наибольшее количество выбрасываемых загрязняющих веществ при строительстве 120 скважины при реализации разработки месторождения Каражанбас ожидается в 2020-2033 гг. и составит на каждый год разработки – **2569,2442 г/сек или 7420,1632 т/год.**

Учитывая, что при реализации разработки месторождения Каражанбас планируется поэтапный ввод нового оборудования на период эксплуатации в связи с этим наибольший выброс загрязняющих веществ ожидается в конце рассматриваемого периода разработки месторождения в 2037 году и составит – **38,6228 г/сек или 780,6122**

6.6 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» Приложение № 18 к Приказу МОС № 100-П от 18.04.2008 г.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v2.5, разработчик фирма «Логос-Плюс» (г. Новосибирск).

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, ОНД-86.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Расчет рассеивания выполнен от всех источников выбросов *при строительстве скважин по 3-му рекомендуемому варианту* разработки месторождения. Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят 2033 год с наибольшей концентрацией выбросов вредных веществ в атмосферу.

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят расчетный прямоугольник размером 3900*3450 м, с шагом сетки 150 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования буровой площадки. Так как район месторождения характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

При моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу учтены фоновые концентрации, установленные по данным фоновых исследований, проведенных на границе санитарно-защитной зоны месторождения Каражанбас во 2 квартале 2021 года (Отчет по производственному мониторингу окружающей среды в рамках программы ПЭК АО «Каражанбасмунай» за 2 квартал 2021 года).

Таблица 6.6- Фоновые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе

Загрязняющее вещество	Концентрация, мг/м ³
	Среднее значение за 2 кв. 2021г.



6. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Азота оксид	0,0021
Азота диоксид	0,0025
Серы диоксид	н/о
Углерода оксид	0,037
Углеводороды предельные (C1-C5)	0,015
Сажа (углерод чёрный)	0,019
Метилмеркаптан (меркаптаны)	н/о

Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы от источников выбросов при строительстве скважин, а также эксплуатации вновь введенного оборудования на месторождении Каражанбас показал, что выбросы не превышают 1ПДК на границе санитарно-защитной зоны, т.е. выбросы вредных веществ не создают концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Таблица 6.7- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммарий	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Территория предприятия	Колич ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1301.8672	7.9643	0.0520	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20	0.4000000*	3
0126	Калий хлорид (301)	1144.3572	7.0007	0.0457	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.3000000	4
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	1157.2155	7.0794	0.0462	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20	0.0100000	2
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	728.6171	39.177	0.6086	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0100000	-
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	919.9648	15.320	0.6843	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	735.0535	23.491	0.5379	нет расч.	нет расч.	нет расч.	42	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3238.2148	32.112	0.6233	нет расч.	нет расч.	нет расч.	23	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1012.4994	35.296	0.6990	нет расч.	нет расч.	нет расч.	35	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	48.2173	0.8072	0.0128	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1086.6433	25.346	0.5677	нет расч.	нет расч.	нет расч.	90	5.0000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	64.2897	1.0763	0.0171	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.0200000	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (фториды неорганические плохо растворимые) /в пересчете на фтор/) (615)	19.2869	0.1179	0.0007	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.2000000	2
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4899.1411	46.921	0.3191	нет расч.	нет расч.	нет расч.	70	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	269.6552	21.099	0.6771	нет расч.	нет расч.	нет расч.	60	0.0500000	2
1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	184.2972	3.0855	0.0491	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.1000000	3
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	34.2879	0.5740	0.0091	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20	0.0500000	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19) (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	900.7719	31.240	0.4602	нет расч.	нет расч.	нет расч.	48	1.0000000	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	4434.2778	66.020	0.7358	нет расч.	нет расч.	нет расч.	13	0.3000000	3
3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	4389.7026	26.854	0.1753	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.5000000	3
3153	Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	552.8918	3.3823	0.0220	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	0.1000000	-
6044	0330 + 0333	758.4790	28.046	0.6983	нет расч.	нет расч.	нет расч.	57		
6007	0301 + 0330	1429.5283	32.485	0.7913	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14		
6041	0330 + 0342	1510.8478	27.176	0.7365	нет расч.	нет расч.	нет расч.	47		
6037	0333 + 1325	317.8723	21.806	0.6872	нет расч.	нет расч.	нет расч.	80		
6359	0342 + 0344	83.5767	1.1440	0.0179	нет расч.	нет расч.	нет расч.	20		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ



2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДКсс" означает, что соответствующее значение взято как ПДКмп/10.
5. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек) приведены в долях ПДК.

Максимальная приземная концентрация 0,7913 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по группе суммации диоксида азота и диоксида серы. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха в точке максимума вносят источники дизель-генераторы при бурении.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Карты-схемы изолиний расчетных концентраций приведены в Приложении 3 к данному проекту.

6.7 Обоснование размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

Размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) принят в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 и подтвержден результатами расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Для месторождения Каражанбас как производства по добыче нефти с высоким содержанием летучих углеводородов, величина СЗЗ составляет **1000 м** от границы территории месторождения. В границы санитарно-защитной зоны жилая застройка не попадает.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере с учетом фона на границе СЗЗ не превышает 1ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны не требует уточнения.

6.8 Организация контроля за выбросами

В соответствии со статьей 128 Экологического Кодекса РК от 9 января 2007 г. № 212-III ЗРК, природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Контроль на источниках выбросов загрязняющих веществ проводится в соответствии с «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы», РНД 211.3.01.06-97. Контроль за загрязнением атмосферного воздуха проводится в соответствии с РД 52.04.186-89.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководство предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль на источниках должен проводиться на специально оборудованных точках.

Контроль на источниках выбросов проводится двумя способами:

- прямыми замерами концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и на источниках;
- расчетными методами с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов (в случае отсутствия средств и технических возможностей проведения замеров).

Для организации контроля за соблюдением нормативов выбросов определяются категории источников в разрезе каждого вредного вещества, т.е. категория устанавливается для сочетания «источник – вредное вещество» для каждого источника и каждого выбрасываемого им загрязняющего вещества. Все источники, выбрасывающие загрязняющее вещество, подлежащие контролю, делятся на 2 категории.

К первой категории относятся источники, для которых при $C_m/ПДК > 0,5$ выполняются



равенства:

$M/ПДК > 0,01$ при $H > 10$ м

$M/ПДК > 0,10$ при $H < 10$ м

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад (организованные источники) в загрязнение атмосферного воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Ко второй категории относятся неорганизованные источники выбросов, которые могут контролироваться эпизодически – 1 раз в год.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами - Департаментом экологии.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках. Для определения частоты планового государственного контроля предприятия определяют категорию опасности вещества. Категория опасности определяется в зависимости от критериев опасности выбрасываемых загрязняющих веществ.

План-график контроля составляется экологической службой предприятия.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ в период строительства необходимо проводить один раз в квартал в течении всего периода работ. При строительстве имеются источники, действующие периодически (спецтехника), контроль за выбросами сводится к контролю технического состояния данного автотранспорта.

В связи с тем, что в период строительства продолжительность действия источников выбросов загрязняющих веществ имеет кратковременный характер, источники преимущественно неорганизованные, контроль над соблюдением установленных величин ПДВ предусматривается расчетным методом.

Мониторинг эмиссий будет осуществляться на основании Программы производственного экологического контроля, в которой будет определен обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга, период, продолжительность и частоту осуществления производственного мониторинга и измерений, сведения об используемых методах проведения производственного мониторинга, точки отбора проб и места 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 нестандартных ситуациях, организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля, иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Организация контроля за выбросами вредных веществ позволит оценить экологическую обстановку, принять адекватные решения, соответствующие состоянию возможного загрязнения атмосферы выбросами загрязняющих веществ, выделяемых при строительстве скважин на месторождении Каражанбас.



6.9 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- постоянно контролировать работу технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
- проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий. При добыче нефти на месторождении Каражанбас применяется герметизированная система сбора, подготовки и их транспортировки к потребителям, что значительно снижает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере, проведенный на промплощадке месторождения Каражанбас, показал, что по всем ингредиентам, на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест, поэтому специальных мероприятий по снижению выбросов проводить не требуется.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха при производственной деятельности предприятия являются:

- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК;



- создание системы учета и контроля за выбросами загрязняющих веществ по составу и количеству с учетом их суммации;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- проведение работ по ремонту оборудования при благоприятных метеорологических условиях (ветер от населенных пунктов, отсутствие штилей, приземных инверсий, опасных скоростей ветра и т. д.);
- применение оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- ликвидация замазученных площадей.

Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе расположения объектов предприятия.

Основными мероприятиями, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, являются:

- утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева на ГУ, что исключает также в выбросах сажу, бенз/а/пирен, формальдегид при работе на дизтопливе;
- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на определенное давление, срабатывание клапанов и выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- использование в исправном техническом состоянии строительной техники и автотранспорта, проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия, что снижает выбросы загрязняющих веществ;
- организация движения автотранспорта по территории месторождения и поддержание в исправном состоянии внутрипромысловых автодорог, использование поливомоечных машин для подавления пыли;
- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.

6.10 Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение приземных концентраций обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за период разработки месторождения Каражанбас не предусматривались, так как на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Но, несмотря на соответствие критериям качества атмосферного воздуха для населенных мест, на границе СЗЗ и ПДК_{р.з.} проектом предусматриваются мероприятия по уменьшению объемов выбросов и улучшению условий рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Кроме того, на существующих источниках в действующем проекте нормативов ПДВ также предусмотрены мероприятия по уменьшению объемов выбросов и снижению приземных



концентраций и составлены «Планы мероприятий по снижению выбросов ЗВ с целью достижения нормативов ПДВ».

Ежегодно на предприятии разрабатываются технологические мероприятия, направленные на уменьшение влияния предприятия, на состояние окружающей среды, на предотвращение сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.

В период строительства проектируемых объектов на месторождении Каражанбас для уменьшения влияния планируемых работ на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов ЗВ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, проектом предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов на атмосферный воздух, предусматривают:

- на площадках работ при перемещении спецтехникой грунта и инертных материалов для сокращения пыления применяется пылеподавление поливочной машиной;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- систематическое орошение площадок при утрамбовании грунта катком.

Технологические мероприятия включают:

- укрытие тентами кузова автосамосвалов при перевозке сыпучих материалов;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками выходящего на линию автотранспорта;
- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- внедрение современных методов внутреннего подавления выбросов от дизельных двигателей спецавтотранспорта (малотоксичный рабочий процесс, регулирование топливоподачи, подача воды в цилиндры), что позволит снизить содержание оксидов азота в отходящих газах на 75 %;
- использование присадок для дизельного топлива, что позволит снизить выбросы оксидов азота на 50 %;
- использование малосернистого дизельного топлива, что позволит увеличить эксплуатационное время работы двигателя между ремонтами и снизить выбросы диоксида серы.

Для обеспечения герметизации вновь смонтированное оборудование и трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат:

- испытанию на прочность и плотность с контролем швов;
- оснащению предохранительными устройствами со сбросом в закрытые системы.
- антикоррозионная защита оборудования, трубопроводов, подверженных сероводородной агрессии с помощью ингибиторов коррозии и защитных покрытий, что обеспечивает безаварийную работу и исключает загрязнение почвы;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- испытание на прочность и плотность оборудования и трубопроводов.

На период эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Каражанбас также предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Для снижения влияния проектируемых объектов на загрязнение атмосферного воздуха проектом предусмотрено автоматизированное управление всех технологических процессов, протекающих непрерывно.



Автоматизация процессов предотвращает аварийные ситуации, связанные с повышенными выбросами ЗВ в атмосферу. В процессе нормальной эксплуатации влияние на атмосферный воздух от работы оборудования удовлетворяет требованиям существующих природоохранных норм.

Основными мероприятиями по снижению выбросов ЗВ являются:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оборудование предохранительными клапанами технологического оборудования, предотвращающее аварийные ситуации;
- размещение технологических установок, арматуры и коммуникаций на открытых площадках на расстояниях в соответствии со СНиП, с учетом функционального назначения и розы ветров;
- измерение и контроль по следующим параметрам:
 - давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
 - уровень жидкости в емкостях;
 - расход нефти;
 - расход газа;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования;
- системы автоматизированного дистанционного управления технологическим процессом с рабочего места оператора;
- аварийное отключение насосов, входных задвижек и т.д. обслуживающим персоналом непосредственно с площадок обслуживания на основании показаний местных приборов контроля технологических параметров;
- аварийная сигнализация при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций: любая ситуация, расцениваемая как пожароопасная, вызовет срабатывание системы аварийного отключения.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением воздуха в рабочей зоне на промплощадке и прилегающей территории.

Эти меры в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и контроля позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух.

6.11 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в



приземном слое атмосферы.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды неблагоприятных метеорологических условий максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

К неблагоприятным метеоусловиям относятся:

- температурные инверсии;
- пыльные бури;
- штиль;
- туманы.

Проведение мероприятий при НМУ позволит не допустить в эти периоды возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

В соответствии с требованиями РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при НМУ» мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с РД 52.04.52-85 для предприятия разработаны планы мероприятий по снижению выбросов при наступлении НМУ на I, II режимы работы. Мероприятия по I режиму НМУ обеспечивают снижение приземных концентраций ЗВ на 15-20%, по II режиму - на 20-40%, по III режиму - на 40-60%.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Меры по уменьшению выброса, в периоды НМУ, могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия. При этом сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы, обеспечивается примерно около 20 %. При втором и третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ, примерно на 40-60 %, а в некоторых особо опасных условиях необходимо предусматривать полное сокращение выбросов. Третий режим работы предприятия предусматривается в наиболее опасных случаях, когда создается серьезная угроза здоровью населения. При этом снижение загрязненности до 50 % может быть достигнуто за счет смещения во времени технологических процессов, связанных с выделением оксидов азота и углерода.

Мероприятия по регулированию выбросов *по первому режиму* носят организационно-технический характер, которые не приводят к снижению производственной мощности предприятия, и включают:

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами, на печах подогрева нефти, дизельных генераторах, на площадках КРС;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- усиление контроля за ведением топочного режима;



- поддержание оптимального избытка воздуха по режимной карте, устраняющем условия образования недожога;
- ведение режима горения по отлаженным кислотомерам, проверка величины нагрузок на котлах и их режимов в соответствии с режимными картами;
- снижение нагрузок на мини-котельных с целью создания устойчивого разряжения в топочном пространстве;
- запрещение продувки и очистки оборудования и емкостей, в которых хранятся загрязняющие вещества, а также ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- запрещение работы на форсированном режиме в резервуарном парке, печах, котельных, дизель-генераторах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- прекращение пусковых операций на оборудовании, приводящих к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- рассредоточение во времени выбросов загрязняющих веществ из технологических агрегатов;
- обеспечение инструментального контроля выбросов вредных веществ в атмосферу, непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.
- другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов *по второму режиму* включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, связанные с технологическими процессами производства и сопровождающиеся незначительным снижением производительности объекта:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ (технологических печей, дизель-генераторов);
- прекращение сжигания на факеле газа при проведении КРС;
- запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- усиление контроля за выбросами автотранспорта путем проверки состояния и работы двигателей;
- ограничение движения и использования транспорта согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- мероприятия по снижению испарения топлива;
- прекращение строительных работ на строительных площадках.

Мероприятия по сокращению выбросов *по третьему режиму* включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временного сокращения производственной мощности предприятия:



- снижение производственной мощности или полную остановку производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно-работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов);
- отключение аппаратов и оборудования с законченным технологическим циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ.

Выполнение предложенных мероприятий по регулированию выбросов в периоды НМУ обеспечивают требуемое снижение выбросов.

Как показывает практика, при наступлении НМУ в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия.

На период НМУ частота контрольных замеров увеличивается. Контрольные замеры выбросов на периоды НМУ производятся перед осуществлением мероприятий, в дальнейшем - один раз в сутки. Периодичность замеров определяется из возможностей методов контроля.

6.12 Характеристика аварийных и залповых выбросов и мероприятия по их предотвращению

Аварийные ситуации

Рекомендации по безаварийному проведению разработки месторождения изложены в «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых». На месторождении Каражанбас для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от последствий при них при эксплуатации объекта выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий.

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

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах месторождения Каражанбас используется современное нефтяное оборудование, строительная техника, проводится ежедневный контроль за оборудованием, газопроводами и нефтепроводами. На предприятии предусмотрена герметизированная система сбора и подготовки нефти с технологическим режимом по нормам проектирования, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением осуществляется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования;
- автоматический контроль с аварийной сигнализацией при нарушении заданного



режима, что позволяет обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности, соблюдению правил при выполнении работ и реагированию на аварийные ситуации;
- обеспечение герметичности систем подготовки и перекачки нефти;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, а также факельной системы;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

Для надежной работы оборудования, с целью уменьшения риска эксплуатации крепление арматуры к трубопроводам транспортировки газа производится на сварке. На трубопроводах и устройствах высокого давления фланцевые соединения отсутствуют. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности, следить за сохранностью изоляции подземной части кранов, особенно на выходе из почвы колонн крана и патрубков байпаса, наиболее подверженных коррозии. В исправном состоянии должны содержаться приводы кранов и узлы управления. Для уплотнения кранов используется специальная смазка, подаваемая специальным устройством под давлением. При температуре наружного воздуха ниже 5°C применяется зимняя смазка, при температуре выше 5°C - летняя смазка.

Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

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

За последние годы на производственных объектах предприятия не были отмечены внештатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха.

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

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации существующих объектов месторождения Каражанбас и повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов;
- аварии с автотранспортной техникой;
- аварии на трубопроводах при транспортировке углеводородов;
- пожары;
- сейсмопроявления.

Аварийные выбросы

Анализ аварийных ситуаций показывает, что практически каждая авария может быть следствием изменений режима давления из-за волновых и ударных процессов.



При эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Каражанбас основной причиной аварийной ситуации может быть превышение давления в технологическом оборудовании, которое может привести к:

- порыву газопровода;
- нарушению герметичности аппаратов и трубопроводов;
- нарушению работы ДНС.

Аварийные выбросы возможны при следующих условиях:

- коррозионные повреждения трубопроводов (наружные, возникающие вследствие естественного старения покрытия или некачественного нанесения изоляции при строительстве);
- брак строительно-монтажных работ (некачественное выполнение монтажных стыков; механические несквозные повреждения трубы - вмятины, царапины, задиры);
- заводские бракованные трубы и запорная арматура (наличие дефектов в металле труб, ненадежность уплотнительных элементов и др.);
- механическое повреждение подземных трубопроводов при несанкционированных земляных работах в охранной зоне трубопроводов, что маловероятно;
- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов и оборудования на проектируемых площадках.

Возникновение таких аварийных ситуаций маловероятно из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов и технологического оборудования, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, такие предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Подробное описание возможных аварийных ситуаций на проектируемых объектах и оценка воздействия на атмосферный воздух при таких авариях представлены в разделе 12 ПредОВОС.

Согласно Экологическому Кодексу РК при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов нормативы ПДВ не устанавливаются.

Залповые выбросы

Залповые выбросы – это кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства. Залповые выбросы на предприятии осуществляются при сбросе газа на факельное устройство, сжигании газа в периоды стравливания газа, при продувках газового оборудования и газопроводов при плановых остановках и пусках технологического оборудования, при срабатывании ППК.

К залповым выбросам на предприятии относятся выбросы через свечи при проведении операций по продувке и стравливания газа с оборудования при проведении ремонтных работ.

В отличие от аварийных, залповые выбросы подлежат нормированию и включены в таблицы 3.3 и 3.6 «Проекта нормативов предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Каражанбас на 2021-2023 гг. (Зключение государственной экологической экспертизы № KZ64VCZ00758070 от 31.12.2020 г.). Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются:

- свечи стравливания емкостей;
- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева на всех площадках, свечи стравливания газа и продувочные свечи газовых систем и емкостей хранения.



6.13 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия производимых работ на окружающую среду и здоровье населения.

Расчеты приземных концентраций загрязняющих веществ с учетом действующих объектов на месторождении Каражанбас показали, что источники выбросов ЗВ при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов не окажут заметного воздействия на состояние атмосферного воздуха на границе нормативной СЗЗ.

Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ от источников выбросов с учетом фона на границе санитарно-защитной зоны не превышают нормируемых критериев качества атмосферного воздуха.

При оценке воздействия в результате намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены основные загрязняющие вещества и их ориентировочное валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

Выбросы в атмосферный воздух при бурении скважин составляют около 90% (работа силовых двигателей буровой установки) от общего объема выбросов. Выбросы являются кратковременными и не могут существенно повлиять на экологическую обстановку в районе месторождения.

Основными источниками негативного воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин являются дизельные агрегаты буровой установки, при эксплуатации оборудования – устьевые подогреватели, свечи рассеивания.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что основное воздействие на атмосферу при проведении планируемых работ будет происходить в пределах утвержденной санитарно-защитной зоны (1000 м). Таким образом, проведение намечаемых работ не будет иметь значительного воздействия на состояние атмосферного воздуха.

По Варианту разработки № 1 новые источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют, тем самым загрязнение атмосферного воздуха не ожидается.

При анализе расчетов валовых выбросов от реализации предлагаемых вариантов разработки месторождения Каражанбас с экологической точки зрения вариант №1 является самым «экологически чистым» при его реализации ожидаются самые низкие выбросы загрязняющих веществ по сравнению с вариантами разработки № 1 и № 2, при реализации варианта № 2 ожидаются наибольшие валовые выбросы т.к с 2021 года вводится на период эксплуатации 120 единиц печей подогрева, при реализации варианта № 3 ожидаются меньше валовых выбросов по сравнению со вторым вариантом разработки месторождения.

*С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей **третий вариант** по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду (выше операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости, показатель внутренней нормы доходности), чем другие варианты.*

В целом, воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта разработки месторождения оценивается следующим образом:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2 балла)**;



- временной масштаб – *многолетний (4 балла)*;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *слабая (2 балла)*.

Интегральная оценка воздействия составит 16 баллов – масштаб воздействия средний.

При воздействии «среднее» изменения в среды превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таблица 6.8 - Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		



7. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ

На территории месторождения Каражанбас постоянные водоемы и водотоки отсутствуют.

Часть проектируемых скважин в рамках данного проекта попадает в водоохранную зону Каспийского моря.

Согласно Статье 223. п1 пп1 Экологического Кодекса РК - В пределах водоохранной зоны запрещаются: проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых зданий, сооружений (за исключением противоселевых, противооползневых и противопаводковых) и их комплексов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохранной зоны и полос;. Строительные решения по обустройству площадки таких скважины подробно будут рассмотрены в отдельном рабочем проекте, в котором будут предусмотрены специальные сооружения для защиты проектируемых скважин от сгонно-нагонных колебаний уровня моря и предотвращающие загрязнение/засорение водного объекта и его водоохранной зоны, на примере следующего проекта «Строительство площадок, подъездов к площадкам скважин и под опоры ВЛ для 3-х оценочных скважин на месторождении Каражанбас» с разделом ОВОС (заключение государственной экологической экспертизы № R01-0094/20 от 20.12.2020 г.) в данный проект вошли проектные решения обустройства площадок скважин, попадающих в водоохранную зону Каспийского моря.

Рекомендации по обустройству площадок скважин попадающих в водоохранную зону Каспийского моря представлены в разделе 7.4 данного проекта.

7.1 Система водоснабжения и водоотведения на месторождении Каражанбас

В процессе производственной деятельности на месторождении Каражанбас возникает необходимость в воде питьевого и технического качества.

Источниками водоснабжения месторождения Каражанбас являются поверхностные и подземные воды:

Волжская вода (техническая вода), поступающая по водоводу «Сай-Утес-Бузачи» магистрального трубопровода «Астрахань – Мангышлак», согласно заключенному договору с АО «КазТрансОйл» № WDW 01/2019/19-KPPЭ-0085 от 30.11.2018 года.

Вода используется:

- в хозяйственных целях: для обеспечения санитарно-гигиенических приборов (са-нузлы, раковины, водоразборные краны), горячего и холодного водоснабжения в душевых и ваннных комнатах, стирки спецодежды в прачечной, влажной уборке производственных и бытовых помещений, подпитки отопительной системы и др. хозяйственно-бытовых нужд;
- для производственных нужд: при подготовке нефти к сдаче, для выработки па-ра.

Фактический объем забора воды за 2018 год составил – 6 817 051 м³. Планируемый объем забора воды с 2020 по 2022 год – 6 850 000 м³.

Очищенная питьевая вода подается на ВНС II-го подъема Каражанбас, откуда по водоводу поступает на площадку водопроводных сооружений Каражанбаса и далее поступает в водопроводные сети потребителям для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд.



Привозная бутилированная вода используется для питьевых нужд работающего персонала. Поставляется на месторождение на платной основе во все производственные подразделения. Относится к пищевым продуктам, в соответствии с Законом Республики Казахстан «О качестве и безопасности пищевых продуктов» от 8 апреля 2004 года № 543II.

Пластовая вода, добываемая попутно с нефтью из подземных нефтеносных горизонтов, которая выделяется в процессе подготовки нефти. Используется для технических нужд – закачка в пласт для поддержания пластового давления.

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении Каражанбас сопровождается образованием, накоплением, отведением и закачкой в пласт:

хозяйственно-бытовых вод; производственных сточных вод; попутно-пластовых и подтоварных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных и представлены:

- промывочными водами;
- ливневыми водами;
- попутно пластовыми водами;
- подтоварными водами.

Для отвода сточных вод на месторождении предусмотрены две отдельные системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

В сеть производственной канализации подлежат отведению стоки, образовавшиеся в результате производственной деятельности, пластовые и подтоварные воды, промывочные.

В систему бытовой канализации отводятся стоки, образовавшиеся в процессе удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Сточные воды представлены:

- производственными сточными водами (техническая Волжская вода), образующимися на ЦППН;
- хозяйственно – бытовыми сточными водами КОС – 1;
- хозяйственно – бытовыми сточными водами КОС – 2.

Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) АО «Каражанбасмунай» на 2020 – 2022 г.г. согласован РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля» (Зключение государственной экологической экспертизы № KZ80VCZ00541472 от 31.12.2019 г.). Сбросы загрязняющих веществ на 2020-2022 г.г. (на каждый год нормирования) составляют - 324,6323т/год.

Разработка проекта нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) по АО «Каражанбасмунай» на 2020 – 2022 гг. выполнена в целях определения условий сброса загрязняющих веществ на пруд – накопитель сточных вод, исходя из принятых технических и технологических решений системы водоотведения объекта.



7.2 Водопотребление и водоотведение при намечаемой деятельности

В данном проекте разработки месторождения Каражанбас рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

7.1.1 Водопотребление при строительстве запроектированных объектов

Источниками водоснабжения месторождения Каражанбас являются:

- Волжская вода (техническая вода), поступающая по водоводу «Сай-Утес-Бузачи» магистрального трубопровода «Астрахань – Мангышлак», согласно заключенному договору с АО «КазТрансОйл» № WDW 01/2019/19-КРРЭ-0085 от 30.11.2018 года;

Для питьевого водоснабжения используется бутилированная вода, которая доставляется автоцистернами согласно договору.

Пресная вода (волжская, дополнительно очищенная в пос. Каражанбас) используется на хозяйственно-бытовые нужды.

Вода технического качества, подаваемая по водоводу Астрахань - Мангышлак, используется главным образом:

- для производственных нужд (котельная, обмыв оборудования);
- частично для хоз-бытовых целей (полив зеленых насаждений, влажная уборка производственных и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, подпитка отопительной системы, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах).

Водооборотные системы отсутствуют.

Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Таблица 7.1- Источники водоснабжения

Название вида снабжения:	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика материалов
1	2	3	4
Техническая вода	Водопровод в/промышленный	7	Трубопровод Ø114,3 мм
1. Для хозбытовых нужд – пресная вода 2. Для питьевых целей – бутилированная	пос. Каражанбас	7	Автоцистернами

При эксплуатации вновь вводимых объектов не потребуется увеличения обслуживающего персонала. Расход воды при эксплуатации вновь вводимых объектов учитывается в проектах ПДС, которые разрабатываются на каждый год.

7.1.2 Расчет норм водопотребления и водоотведения

1) Расчет питьевой воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины (ориентировочный расчет)

Питьевая вода (дополнительно очищенная волжская) используется на хозяйственно-питьевые нужды.

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Строительство 1 скважины на месторождении Каражанбас будет осуществляться ориентировочно в течение 10,0 суток.

Норма расхода воды на 1-го работающего в сутки на питьевые нужды – 5 л.

Расчет объема воды при подготовительных работах (монтаж и демонтаж оборудования):



- Расход воды для 16 человек:

$$5 \text{ л} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,080 * 0,5 \text{ дн.} = 0,040 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:

$$5 \text{ л} * 20 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,100 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,100 * 0,5 \text{ дн.} = 0,050 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

$$5 \text{ л} * 16 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,080 * 6 \text{ дн.} = 0,480 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

$$5 \text{ л} * 12 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,060 \text{ м}^3/\text{сут.} \text{ или } 0,060 * 3 \text{ дн.} = 0,180 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход питьевой воды на хозяйственно-питьевые нужды составляет:
 $0,080 + 0,100 + 0,080 + 0,060 = \mathbf{0,320 \text{ м}^3/\text{сутки}}$.

$$0,040 + 0,050 + 0,480 + 0,180 = \mathbf{0,750 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- бытовые нужды - 500 л;
- душевая сетка – 2 места.

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут.} \text{ или } 1,000 * 0,5 \text{ дн.} = 0,500 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при СМР:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 0,5 \text{ дн.} = 0,500 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 6 \text{ дн.} = 6,000 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 3 \text{ дн.} = 3,000 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход воды на бытовые нужды составляет:

$$1,000 + 1,000 + 1,000 + 1,000 = \mathbf{4,000 \text{ м}^3/\text{сут}}$$

$$0,500 + 0,500 + 6,000 + 3,000 = \mathbf{10,000 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$

Расход воды на столовую при норме расхода 12 л/усл. блюдо.

Количество блюд – 5 ед.

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

$$12 * 5 \text{ ед.} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,960 * 0,5 \text{ дн.} = 0,480 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}$$

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:

$$12 * 5 * 20 * 10^{-3} = 1,200 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,200 * 0,5 \text{ дн.} = 0,600 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

$$12 * 5 * 16 * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,960 * 6 \text{ дн} = 5,760 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

$$12 * 5 * 12 * 10^{-3} = 0,720 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,720 * 3 \text{ дн} = 2,160 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход питьевой воды составляет:

$$0,960 + 1,200 + 0,960 + 0,720 = \mathbf{3,840 \text{ м}^3/\text{сут}}$$

$$0,480 + 0,600 + 5,760 + 2,160 = \mathbf{9,000 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$



Расход воды на прачечную при норме расхода 40 л/сухого белья.

Норма сухого белья на человека – 0,5 кг/сутки:

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,320 * 0,5 \text{ дн} = 0,160 \text{ м}^3/\text{скв/цикл};$$

Расчет объема воды **при СМР:**

- Расход воды для 20 человек:

$$40 * 0,5 * 20 * 10^{-3} = 0,400 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,400 * 0,5 \text{ дн} = 0,200 \text{ м}^3/\text{скв/цикл};$$

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,320 * 6 \text{ дн} = 1,920 \text{ м}^3/\text{скв/цикл};$$

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

$$40 * 0,5 * 12 * 10^{-3} = 0,240 \text{ м}^3/\text{сут или } 0,240 * 3 \text{ дн} = 0,720 \text{ м}^3/\text{скв/цикл};$$

Суммарный расход воды на прачечную составляет:

$$0,320 + 0,400 + 0,320 + 0,240 = \mathbf{1,280 \text{ м}^3/\text{сут}} \text{ или}$$

$$0,160 + 0,200 + 1,920 + 0,720 = \mathbf{3,000 \text{ м}^3/\text{скв/цикл}}$$

Баланс водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве скважины представлен в таблице 7.2.

Таблица 7.2- Баланс водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве скважины

Потребитель	Ед. изм.	Кол-во, чел	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /цикл	м ³ /сут	м ³ /цикл
Питьевые нужды	Место	12-20	5	0,320	0,750	0,256	0,600
Бытовые нужды, душевая	Сетка	12-20	500	4,000	10,000	3,200	8,000
Столовая	Усл. блюдо	12-20	12	3,840	9,000	3,072	7,200
Прачечная	1кг сухого белья	12-20	40	1,280	3,000	1,024	2,400
Всего				9,440	22,750	7,552	18,200
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,472	1,138	0,378	0,910
Итого:	-	-	-	9,912	23,888	7,930	19,110

2) Расчет воды, используемой на технические нужды

1. 1. Расход потребности **волжской воды**, используемой в качестве:

- основы перфорационной жидкости – **8,500 м³/цикл**,
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки – **16,300 м³/цикл**.

Данные приняты согласно таблицы 10.10 Технической части проекта.

2. Расход **волжской воды**, используемой для приготовления бурового раствора – **79,270 м³** (Таблица 7.6 Технической части проекта).

3. Дополнительно очищенная **волжская** питьевая вода, используемая для котельной.

Расход пресной воды для котельной установки составляет – **3,0 т/сут.** (паспортные



данные).

Расход воды при подготовительных работах составит:

$$3 \text{ т} * 0,5 \text{ сут.} * 158/365 = 0,649 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

Расход воды при бурении и креплении составит:

$$3 \text{ т} * 6 \text{ сут.} * 158/365 = 7,792 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

Расход воды при испытании составит:

$$3 \text{ т} * 3 \text{ сут.} * 158/365 = 3,896 \text{ тонн (м}^3\text{)}.$$

где: 158 – продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

Общий расход воды для котельной составит – **12,337 тонн (м³)**.

4. Для соблюдения правил по технике безопасности на территории площадки бурения предусматривается наличие противопожарного запаса *волжской* воды на случай аварийной ситуации в количестве – **40,000 м³/цикл**.

5. Расход *волжской воды*, используемой для приготовления цементного раствора, составит **22,000м³** (Таблица 9.16 Технической части проекта).

Общая потребность в питьевой и технической воде при строительстве скважины представлена в таблице 8.5.

Общая потребность в питьевой и технической воде при строительстве скважин по 1 варианту разработки представлена в таблице 7.3.

Общая потребность в питьевой и технической воде при строительстве скважин по 2 варианту разработки представлена в таблице 7.4.

Общая потребность в питьевой и технической воде при строительстве скважин по 3 варианту разработки представлена в таблице 7.5.



7. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Таблица 7.3- Водопотребление при строительстве скважин по 1 варианту разработки

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м ³ /цикл	Годы разработки									
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Питьевая вода, в том числе:	23,888	1958,816	1982,704	2866,560	2866,560	1122,736	1051,072	907,744	1003,296	836,080	1003,296
- на хоз-бытовые нужды	23,888	1958,816	1982,704	2866,560	2866,560	1122,736	1051,072	907,744	1003,296	836,080	1003,296
Вода на технические нужды, в том числе:	178,407	14629,374	14807,781	21408,840	21408,840	8385,129	7849,908	6779,466	7493,094	6244,245	7493,094
- основа перфорационной жидкости	8,5	697,000	705,500	1020,000	1020,000	399,500	374,000	323,000	357,000	297,500	357,000
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	16,3	1336,600	1352,900	1956,000	1956,000	766,100	717,200	619,400	684,600	570,500	684,600
- на нужды котельной в зимнее время	12,337	1011,634	1023,971	1480,440	1480,440	579,839	542,828	468,806	518,154	431,795	518,154
- на противопожарные нужды	40	3280,000	3320,000	4800,000	4800,000	1880,000	1760,000	1520,000	1680,000	1400,000	1680,000
- для приготовления бурового раствора	79,27	6500,140	6579,410	9512,400	9512,400	3725,690	3487,880	3012,260	3329,340	2774,450	3329,340
- для цементного раствора	22	1804,000	1826,000	2640,000	2640,000	1034,000	968,000	836,000	924,000	770,000	924,000
Всего	202,295	16588,190	16790,485	24275,400	24275,400	9507,865	8900,980	7687,210	8496,390	7080,325	8496,390

Таблица 7.4- Водопотребление при строительстве скважин по 2 варианту разработки

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м ³ /цикл	Годы разработки									
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.		
Питьевая вода, в том числе:	23,888	1887,152	1982,704	2747,120	2866,560	2866,560	2866,560	2388,800	2388,800		
- на хоз-бытовые нужды	23,888	1887,152	1982,704	2747,120	2866,560	2866,560	2866,560	2388,800	2388,800		
Вода на технические нужды, в том числе:	178,407	14094,153	14807,781	20516,805	21408,840	21408,840	21408,840	17840,700	17840,700		
- основа перфорационной жидкости	8,5	671,500	705,500	977,500	1020,000	1020,000	1020,000	850,000	850,000		
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	16,3	1287,700	1352,900	1874,500	1956,000	1956,000	1956,000	1630,000	1630,000		
- на нужды котельной в зимнее время	12,337	974,623	1023,971	1418,755	1480,440	1480,440	1480,440	1233,700	1233,700		
- на противопожарные нужды	40	3160,000	3320,000	4600,000	4800,000	4800,000	4800,000	4000,000	4000,000		
- для приготовления бурового раствора	79,27	6262,330	6579,410	9116,050	9512,400	9512,400	9512,400	7927,000	7927,000		
- для цементного раствора	22	1738,000	1826,000	2530,000	2640,000	2640,000	2640,000	2200,000	2200,000		
Всего	202,295	15981,305	16790,485	23263,925	24275,400	24275,400	24275,400	20229,500	20229,500		

Продолжение таблицы 7.4- Водопотребление при строительстве скважин по 2 варианту разработки

2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
2388,800	2388,800	2149,920	2149,920	2149,920	1672,160	1194,400	955,520	955,520	692,752
2388,800	2388,800	2149,920	2149,920	2149,920	1672,160	1194,400	955,520	955,520	692,752



7. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

17840,700	17840,700	16056,630	16056,630	16056,630	12488,490	8920,350	7136,280	7136,280	5173,803
850,000	850,000	765,000	765,000	765,000	595,000	425,000	340,000	340,000	246,500
1630,000	1630,000	1467,000	1467,000	1467,000	1141,000	815,000	652,000	652,000	472,700
1233,700	1233,700	1110,330	1110,330	1110,330	863,590	616,850	493,480	493,480	357,773
4000,000	4000,000	3600,000	3600,000	3600,000	2800,000	2000,000	1600,000	1600,000	1160,000
7927,000	7927,000	7134,300	7134,300	7134,300	5548,900	3963,500	3170,800	3170,800	2298,830
2200,000	2200,000	1980,000	1980,000	1980,000	1540,000	1100,000	880,000	880,000	638,000
20229,500	302,295	18206,550	18206,550	18206,550	14160,650	10114,750	8091,800	8091,800	5866,555

Таблица 7.5- Водопотребление при строительстве скважин по 3 варианту разработки

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м ³ /цикл	Годы разработки							
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Питьевая вода, в том числе:	23,888	1887,152	1982,704	2747,120	2747,120	2818,784	2818,784	2794,896	2771,008
- на хоз-бытовые нужды	23,888	1887,152	1982,704	2747,120	2747,120	2818,784	2818,784	2794,896	2771,008
Вода на технические нужды, в том числе:	178,407	14094,153	14807,781	20516,805	20516,805	21052,026	21052,026	20873,619	20695,212
- основа перфорационной жидкости	8,5	671,500	705,500	977,500	977,500	1003,000	1003,000	994,500	986,000
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	16,3	1287,700	1352,900	1874,500	1874,500	1923,400	1923,400	1907,100	1890,800
- на нужды котельной в зимнее время	12,337	974,623	1023,971	1418,755	1418,755	1455,766	1455,766	1443,429	1431,092
- на противопожарные нужды	40	3160,000	3320,000	4600,000	4600,000	4720,000	4720,000	4680,000	4640,000
- для приготовления бурового раствора	79,27	6262,330	6579,410	9116,050	9116,050	9353,860	9353,860	9274,590	9195,320
- для цементного раствора	22	1738,000	1826,000	2530,000	2530,000	2596,000	2596,000	2574,000	2552,000
Всего	202,295	15981,305	16790,485	23263,925	23263,925	23870,810	23870,810	23668,515	23466,220

Продолжение таблицы 7.5- Водопотребление при строительстве скважин по 3 варианту разработки

2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
2771,008	2794,896	2794,896	2866,560	2866,560	2794,896	2317,136	2317,136	1122,736	1122,736
2771,008	2794,896	2794,896	2866,560	2866,560	2794,896	2317,136	2317,136	1122,736	1122,736
20695,212	20873,619	20873,619	21408,840	21408,840	20873,619	17305,479	17305,479	8385,129	8385,129
986,000	994,500	994,500	1020,000	1020,000	994,500	824,500	824,500	399,500	399,500
1890,800	1907,100	1907,100	1956,000	1956,000	1907,100	1581,100	1581,100	766,100	766,100
1431,092	1443,429	1443,429	1480,440	1480,440	1443,429	1196,689	1196,689	579,839	579,839
4640,000	4680,000	4680,000	4800,000	4800,000	4680,000	3880,000	3880,000	1880,000	1880,000
9195,320	#3НАЧ!	9274,590	9512,400	9512,400	9274,590	7689,190	7689,190	3725,690	3725,690
2552,000	61487,712	2574,000	2640,000	2640,000	2574,000	2134,000	2134,000	1034,000	1034,000
23466,220	23668,515	23668,515	24275,400	24275,400	23668,515	19622,615	19622,615	9507,865	9507,865



3) Расчет воды, используемой при эксплуатации вновь вводимого оборудования (ориентировочный расчет)

Таблица 7.6- Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования вариант №1

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления по Варианту №1, м3/год						
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
Волжская вода на технические нужды (заправка установок печей подогрева YZG)	10,5	42,0	84,0	115,5	147,0	178,5	210,0	231,0

Таблица 7.7- - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования вариант №2

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления по Варианту №2, м3/год						
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
Волжская вода на технические нужды (заправка установок печей подогрева YZG 1.2-4.8/100/20-G)	10,5	52,5	115,5	168,0	199,5	231,0	252,0	283,5
Волжская вода на технические нужды (заправка установок МПГУ YZG -18-17-G)	15,5		1860,0					

Таблица 7.8- - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования вариант №3

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления по Варианту №3, м3/год							
		2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.	2027г.
Волжская вода на технические нужды (заправка установок МПГУ YZG -18-17-G)	15,5	77,5	170,5	248,0	294,5	310,0	341,0	387,5	403,0

Продолжение таблицы 7.8- - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования вариант №3

Объем водопотребления по Варианту №3, м3/год									
2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.
418,500	434,000	449,500	449,500	449,500	465,000	480,500	496,000	511,500	527,000

Водопотребление на устьевые установки МПГУ YZG -18-17-G и YZG 1.2-4.8/100/20-G) является безвозвратным.

7.1.3 Водоотведение при строительстве запроектированных объектов

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Вывод: Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения при строительстве скважин и вводом в эксплуатацию нового оборудования на месторождении Каражанбас показывает, что наименьшее количество воды будет потребляться **при первом варианте** разработки месторождения Каражанбас, с планом бурения 660 скважин и вводом в эксплуатацию 22- х новых установок. Наибольшее количество потребления воды планируется при варианте разработки месторождения №2, с планом бурения 1551 скважин и вводом в эксплуатацию 127- х новых установок.

Среднее количество потребления воды планируется **при варианте разработки месторождения №3**, с планом бурения 1912 скважин и вводом в эксплуатацию 34- х новых установок.



С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем другие варианты.

7.2 Характеристика объекта по воздействию на водные объекты

На территории полуострова Бузачи, включая месторождение Каражанбас, постоянные водоемы и водотоки отсутствуют. Поверхностные воды суши присутствуют в небольшом количестве и зависят, в первую очередь, от времени года. Здесь широко распространены бессточные впадины. Эти понижения окружены сухими руслами, скорее ложбинами, в которых поверхностный сток может осуществляться только весной и осенью.

Каспийское море отличается экологической нестабильностью, причинами которой являются резкие изменения водного и теплового балансов, поверхностного и подземного химического стока, а также вселение новых видов, нерациональный рыбный промысел и поступление загрязняющих веществ в случаях аварий и протечек из наземных источников. В связи с этими условиями, на предприятии разработан ряд мероприятий по предотвращению загрязнения поверхностных и подземных вод, а также ведется постоянный контроль за качеством состояния водной среды.

Качество подземных вод может изменяться под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрогеологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания и приноса ингредиентов (соотношение годовой суммы атмосферных осадков и испарения);
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробиоты и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- факторы поступления сырой нефти в почво-грунты и далее в подземные воды;
- факторы поступления загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- факторы поступления загрязняющих веществ из накопителей сточных вод.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, а также процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин. Основными причинами межпластовых перетоков является некачественный цементаж заколонного пространства и нарушения обсадной колонны. Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

При строительстве скважин основными источниками загрязнения окружающей среды, в том числе и подземных вод, является течи бурового раствора, ГСМ, извлекаемой нефти, продукты аварийных сбросов и выбросов – пластовые флюиды.



С целью недопущения проникновения загрязняющих веществ в грунт и далее в подземные воды, площадки добывающих скважин выполнены с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м. Отвод поверхностных вод предусматривается за территорию площадок минимально требуемыми уклонами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод отходами бурения предусмотрен сбор отходов бурения в герметичные контейнеры.

Основными источниками загрязнения почвогрунтов, а в дальнейшем и подземных вод могут являться: нефтяные насосы, сепаратор, площадка буферных емкостей. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках задвижек, при подъеме из скважин насосно-компрессорных труб, при проверке скважин на герметичность и т.д.

Оценка вероятного возникновения аварийной ситуации позволяет прогнозировать негативное воздействие аварий на поверхностные и подземные воды.

Степень риска зависит как от природных, так и от техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу поверхностным и грунтовым водам, характеризуются очень низкими вероятностями, а правила эксплуатации оборудования позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Строгое соблюдение принятых технологий работ сведет к минимуму вероятность возникновения аварий, связанных с техногенными факторами.

Мониторинг прибрежной части Каспийского моря. В соответствии с Программой производственного экологического контроля для АО «Каражанбасмунай» на 2021-2023 гг. мониторинг поверхностных вод и донных отложений проводится по 7 точкам. Частота наблюдений на 7 мониторинговых точках прибрежной части месторождения:

- морские воды - два раза в год, в весенний и осенний периоды;
- донные отложения - два раза в год, в весенний и осенний периоды;

Согласно Программы ПЭК на 2019-2020 гг. результаты наблюдений за состоянием поверхностных вод сравнивались с нормативами предельно-допустимых концентраций вредных веществ для рыбохозяйственных водоемов, для донных отложений оценивалась динамика содержания в них загрязняющих веществ. Все измеряемые показатели в норме.

Оценка состояния территории в районе расположения морских скважин и морского амбара. В четвертом квартале 2020 года проводилось визуальное обследование состояния территории месторождения в районе расположения морских скважин. Данные наблюдения проводились для своевременного выявления участков загрязнения почвогрунтов, являющихся потенциальными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод. Обследование проводилось на наличие нефтяных загрязнений. Визуальные исследования данной территории показали отсутствие нефтяных загрязнений.

7.3 Комплекс мероприятий, направленных на снижение потенциального воздействия проектируемых работ на подземные воды

В целом, влияние техногенных факторов на подземные воды выражается в изменении гидрохимических условий.

Уровень воздействия. Технологические решения по оборотному водоснабжению и другие водоохранные мероприятия позволяют снизить воздействие до незначительного.

Природоохранные мероприятия. В дополнение предусмотренным проектом инженерных решений рекомендуется:



- особое внимание при строительстве скважин уделить предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности скважины;
- принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопоявлений;
- для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья.

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Рекомендации по охране вод:

1. Бурение и опробование скважины должно проводиться при соответствующем оборудовании скважины, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

2. Эксплуатация скважины не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной.

3. Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважины и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважины; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

4. Освоение скважины после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

5. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

6. Если в процессе работ появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

7. На месторождении в целом применяются меры по повышению надежности системы поддержания пластового давления. Обеспечивается замена действующих водоводов сточных вод с достаточно большим сроком службы и ингибиторная защита всех водоводов, по которым осуществляется закачка сточных вод, а также электрохимическая защита подводящих водоводов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе работ, предусмотрен ряд технических и технологических мер по предотвращению негативного воздействия работ на компоненты окружающей среды:

- вся эксплуатируемая техника будет проходить постоянное техническое обслуживание.



- производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф местности;
- хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в септик с последующим вывозом на очистные сооружения;
- внедрение системы контроля за водопотреблением обеспечивает экономичное использование водных ресурсов;
- соблюдение правил сбора, хранения и утилизации отходов обеспечивает охрану поверхностных и грунтовых вод от загрязнения токсичными и вредными веществами.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- оценка воздействия объекта на поверхностные и подземные воды, на окружающую среду;
- изучение защищенности поверхностных и подземных вод;
- систематический контроль за исправной работой приборов и оборудования, работающего на предприятии, соблюдением регламента работы предприятия;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения поверхностных и подземных (грунтовых) вод.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

Согласно кодексов РК «О недрах и недропользовании» и «Экологический кодекс», компания-разработчик месторождения обязана осуществлять контроль состояния подземных вод (мониторинговые наблюдения) по периметру месторождения. Организация, разрабатывающая месторождение, несет полную ответственность за обеспечение надежности и безопасности объекта на стадии его эксплуатации, консервации и ликвидации.

Мониторинг подземных вод осуществляется согласно «Программе производственного экологического контроля для АО «Каражанбасмунай» на 2021-2023 гг.» и является составной частью производственного экологического контроля (ПЭК), осуществляемого АО «Каражанбасмунай» для наблюдения за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности с целью получения достоверной информации об эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды, оценки и прогноза последствий воздействия на окружающую среду.

В результате эксплуатации объектов месторождения образуются производственные и хозяйственно-бытовые отходы, сточные воды, виды и объемы которых определяют формирование и характер источников воздействия на водные ресурсы.



Участки размещения полигонов, амбаров и загрязненных почвогрунтов на территории нефтепромысла и смежных с ним площадях в той или иной степени являются потенциальными источниками воздействия на подземные воды.

Таким образом, к источникам воздействия на наиболее незащищенный, первый от поверхности четвертичный комплекс подземных вод, на территории месторождения Каражанбас могут быть отнесены:

- Полигон временного хранения промышленных нефтяных отходов;
- Очистные сооружения (КОС-2);
- Поля фильтрации;
- Пруд-накопитель;
- участок частично затопленного Нефтяного амбара;
- территория Нефтепромысла (технологические и аварийные амбары, участки загрязненных почвогрунтов);
- площадка для хранения металлолома.

Мониторинговая сеть состоит из 50 наблюдательных скважин.

Схема мониторинговой сети состоит из наблюдательных скважин:

- на территории нефтепромысла по 35 скважинам №№ 1-15, 21,22, 24-34, 39-40, 51-55;
- на участке «Полигон № 1 для временного хранения нефтяных отходов и КБО» по 4 скважинам №№ 17-20;
- на участке «Поля фильтрации» - 2 скважины №№ 35,37;
- на участке «Очистные сооружения» по 3 скважинам №№ 41,42,44;
- на участке Пруда - накопителя по 4 скважинам №№ 56, 57, 58, 59.
- На площадке хранения металлолома по скважине № 49.
- На участке частично затопленного нефтяного амбара по скважине № 60.

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Каражанбас, показал:

- в экологическом отношении территория месторождения чистая - утечки нефти и участки замазученных грунтов отсутствуют;
- экологическая служба АО «Каражанбасмунай» ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия;
- уровень и температура подземных вод соответствуют сезонным природным значениям и находятся в пределах, регистрируемых в предыдущие годы мониторинговых наблюдений на месторождении Каражанбас. В среднем глубина залегания грунтовых вод по месторождению составила 1,61 м, температура 8,5 оС;
- разгрузка грунтовых вод в Каспийское море в районе месторождения отсутствует;
- среда подземных вод по большинству скважин нейтральная, по некоторым скважинам - слабокислая;
- подземные воды отличаются повышенным показателем ХПК, что вероятно обусловлено региональными геологическими и гидрогеологическими условиями, определяющими особенности формирования отложений содержащих подземные воды;



Для минимизации негативного воздействия на подземные воды должны быть проведены следующие мероприятия:

1. Контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
2. Проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
3. Контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
4. Установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
5. Уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
6. Контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.

7.4 Рекомендации по обустройству площадок скважин попадающих в водоохранную зону Каспийского моря

В данном разделе приведена краткая характеристика специальных сооружений для защиты проектируемой скважины от сгонно-нагонных колебаний уровня моря и предотвращения загрязнения/ засорения водного объекта и его водоохранной зоны, принятых в согласованном рабочем проекте «Строительство площадок, подъездов к площадкам скважин и под опоры ВЛ для 3-х оценочных скважин на месторождении Каражанбас» с разделом ОВОС (заключение государственной экологической экспертизы № R01-0094/20 от 20.12.2020 г.).

При строительстве скважины на месторождении Каражанбас, расположенных в прибрежной зоне Каспийского моря, должно учитываться нахождение скважин:

- в водоохранной зоне Каспийского моря (п.1 ст. 258 Экологического Кодекса РК ширина водоохранной зоны Каспийского моря составляет 2000 метров от отметки средне-многолетнего уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27,0 метра).
- на территории, которая подвержена воздействию сгонно-нагонных колебаний уровня моря и периодически подтапливается.

Согласно п.1 пп 1 ст. 223 Экологического Кодекса РК В пределах водоохранной зоны запрещаются: проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию новых и реконструируемых зданий, сооружений (за исключением противоселевых, противооползневых и противопаводковых) и их комплексов, не обеспеченных сооружениями и устройствами, предотвращающими загрязнение и засорение водных объектов и их водоохранных зон и полос.

Поэтому необходимо провести следующие виды работ:

- отсыпка площадок скважин (по верху) и подъездных дорог (бровка) до отметки - 24,10 м. Высота насыпи площадок и дорог составит 2,29 - 3,53 м;
- двойная защитно-армирующая прослойка в основании насыпи, состоящая из геосетки и геотекстиля для предохранения размыва основания площадок и подъездов;
- укрепление откосов насыпи площадок и подъездов геотекстилем с каменной наброской;
- обвалование верха площадок грунтом высотой 0,5 м.



Данные сооружения помогут предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод.

7.5 Предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведение природоохранных мероприятий сведут до минимума воздействие на подземные и поверхностные воды, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2 балла)**;
- временной масштаб – **многолетний (4 балла)**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **слабая (2 балла)**.

Интегральная оценка выражается 16 баллами – масштаб воздействия средний.

Таблица 7.9 - Предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		



8. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР. РЕКУЛЬТИВАЦИЯ.

8.1 Характеристика объекта как источника загрязнения почв

Основными загрязнителями почвенного покрова являются нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Нефть и нефтепродукты загрязняют поверхностный слой почв при проведении операций по вызову притока жидкости, при возможных аварийных ситуациях, в качестве составляющих компонентов бурового раствора, в результате возможных проливов ГСМ (при заправке агрегатов, наливах в емкости).

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважин. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважины.

При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема бурильных труб, промывки скважины после спуска бурильных колонн. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается *безамбарная технология бурения*. Вывоз отходов бурения будет осуществляться на специализированный полигон согласно договору.

Кроме того, эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после соответствующей очистки.

Отработанный буровой раствор очищается в блоке приготовления и очистке бурового раствора, состоящего из следующих элементов: вибросито, центрифуга, дегазатор, пескоотделитель, илоотделитель, воронка и манифольд, мешатель для раствора.

Очистка бурового раствора производится по пятиступенчатой системе очистки, состоящей из последовательно идущих операций:

- грубая очистка на вибросите;
- пескоотделение;
- илоотделение.

Приготовление бурового раствора производится в глиномешалке, путем непрерывного поступления и перемешивания глины и воды, и обрабатывается химическими реагентами, водой и утяжелителями. Используемые в процессе приготовления бурового раствора реагенты имеют 3 и 4 класса токсичности.

Схема оборотного использования бурового раствора такова: скважина – вибросито – дегазатор – гидроциклонный пескоотделитель - илоотделитель – буровые насосы – скважина.

Буровой раствор, выходящий из скважины, попадает на вибросито, где подвергается очистке механическим способом от выбуренной породы (бурового шлама).



Вибросито способно пропустить до 10 л/с бурового раствора. После вибросита частично очищенный раствор попадает в дегазатор для удаления из него газа. Затем посредством насоса раствор попадает в батарею гидроциклонов пескоотделителя, удаляющего частицы песка из очищаемой смеси. Далее насосом раствор подается для окончательной очистки в илоотделитель. После отделения частиц очищенный буровой раствор направляется в приемную емкость.

Проектом предлагается повторное использование очищенных буровых сточных вод для заводнения пласта, охлаждения оборудования или других технологических целей.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие на почвенный покров.

В период эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования воздействие на почву возможно при разливе нефти и пластовых вод в случае разгерметизации трубопроводов, емкостей и оборудования.

Характер нарушений и степень нарушенности природных комплексов под влиянием хозяйственной деятельности человека зависят от вида и тяжести нагрузок, а также от внутренней устойчивости самих экосистем. Бурение скважины и их эксплуатация оказывают многоплановое влияние на природные экосистемы. При этом происходят техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова, и даже полная его гибель на отдельных участках, загрязнение нефтепродуктами, вторичное засоление за счет минерализованных пластовых вод, буровых растворов, засоленных глин, выброшенных на поверхность, а также загрязнение бытовыми и производственными отходами и мусором. Дальнейшая эксплуатация месторождения будет проходить таким образом, что все большая площадь будет вовлекаться в хозяйственный оборот. Сетка скважин будет уплотняться. Будут вводиться новые объекты на свободных площадях. При этом все новое строительство не будет выходить за границы горного отвода для месторождения. При строительстве объектов промплощадок на месторождении, будут преобладать техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова. Они возникают при бурении и обустройстве буровых скважин, при строительстве технологических объектов (нефтеесборных сетей, парогенераторных станций, замерных установок и др.), объектов вахтового поселка, при сооружении подъездных дорог и бессистемном движении автотранспортной и строительной техники. На части земель, в местах непосредственного проведения работ, почвенно-растительный покров будет уничтожен полностью. Такие нарушения хотя и носят локальный характер, но всегда сопровождаются менее сильными, но более значимыми по площади нарушениями почв и растительности на прилегающих территориях.

Практика показывает, что вокруг буровой скважины в радиусе 500-800 м уничтожается до 70-80% растительности, при этом в радиусе 100 м, в результате загрязнения глинистыми растворами и механических нарушений, наблюдается практически полное уничтожение растительности - экодид. При сооружении дорог на каждые 100 м путей нарушается около 200 г земель. Устойчивость почв, как и экосистем в целом, при равных механических нагрузках, зависит от совокупности их морфогенетических и физико-химических характеристик, а также ведущих процессов, протекающих в них. Это, прежде всего механический состав почв, наличие плотных генетических горизонтов, степень покрытия поверхности почв растительностью,



задернованность поверхностных горизонтов, содержание гумуса, наличие в профиле, особенно в поверхностных горизонтах, легкорастворимых солей и гипса, состав поглощенных катионов, прочность почвенной структуры, характер увлажнения (тип водного режима). Часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв к механическим антропогенным воздействиям, выходит водный режим, выражающийся в характере их увлажнения.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин в природные ландшафты могут попадать нефть, сопутствующий ей газ, подземные минерализованные воды, буровые растворы, химические реагенты, используемые при бурении, кроме того, территория может загрязняться производственными отходами, бытовым мусором и пр. При этом может наблюдаться вторичное засоление почв, нефтехимическое загрязнение с насыщением почв сырой нефтью и образованием битумных кор, загрязнение тяжелыми металлами и даже радионуклидами. Характер загрязнения будет определяться составом нефти и пластовых подземных вод.

Восстановление продуктивности почв, засоленных нефтепромысловыми водами, потребует проведение сложных мелиораций, связанных с дренажом и отводом минерализованных вод, промывкой, рассолением и рассолонцеванием почв, внесением химмелиорантов, органических и минеральных удобрений. Поэтому попутные пластовые воды, извлекаемые при разведке и добыче нефти, необходимо надежно изолировать в специальных хранилищах или использовать в замкнутом цикле для поддержания пластового давления.

Нефть может попадать в природные ландшафты при аварийных ситуациях. Нефтехимические загрязнения сопровождаются насыщением профиля почвы сырой нефтью и образованием битумных кор. Нефть состоит из большого количества углеводородов и высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых веществ, которые, поступая в почву, ведут к трансформации и гудронизации генетического профиля. Загрязняющими токсичными веществами нефти являются оксид углерода, диоксид серы, сероводород, оксиды азота и углеводорода, фенол, аммиак и различные минеральные соли. Они оказывают ингибирующее влияние на рост и развитие растений. Кроме того, в сырой нефти присутствуют канцерогены полициклические углеводороды (нафталаны, аценафтен, флуорены, фенанрены, пирены, хризены и бензопирен).

При загрязнении почв нефтью наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. В нем практически полностью задерживаются битумные и парафинные компоненты нефти. Наиболее глубоко проникают в почву легкие фракции нефти и сильно минерализованные подземные воды.

Нефть, попадая на земную поверхность из анаэробной обстановки с замедленными темпами геохимических процессов, оказывается в качественно новых условиях существования аэризуемой среды. Изменение нефти в почвах, ее деградация происходит под влиянием трех основных взаимосвязанных и взаимообусловленных факторов (процессов) - физических, химических и микробиологических.

Физические процессы ведут к испарению легких фракций, вымыванию и рассеиванию за пределы первичного ореола загрязнения части углеводородов. Это приводит к значительному снижению токсичности и уменьшению концентрации нефти.



Однако этот процесс нельзя назвать самоочищением, так как нефтяные продукты не минерализуются и загрязняют сопряженные ландшафты.

Химические процессы приводят к образованию водорастворимых соединений, асфальто-смолистых веществ и нерастворимых в органических растворителях продуктов типа оксикеритов и гуминокеритов, то есть битуминозные вещества в почвах постепенно гумифицируются. Этот процесс идет необратимо с большей или меньшей скоростью.

Биологический процесс разложения углеводов обеспечивается, прежде всего углеводородокисляющими микроорганизмами, способными в энергетическом обмене окислять углеводородные субстраты. В умеренно загрязненной нефтью почве возрастает численность и активность многих групп микроорганизмов. Параллельно с этим происходит все более глубокое окисление содержащейся в почве нефти. В южных районах активность микроорганизмов выше, чем в северных, что указывает на зависимость скорости разложения нефтепродуктов от гидрометрических условий территории.

Токсичность нефти находится в прямой зависимости от ее состава (содержания парафинов, битумов, легких фракций, сернистых соединений), способности к испарению и микробиологическому разложению, от плотности и вязкости. Считается, что угнетение растений начинается, когда количество мазута в почве превышает один килограмм на квадратный метр. По влиянию загрязнения нефтью на почвенные микроорганизмы установлено, что при слабой степени загрязнения, когда концентрация нефти в профиле не превышает 0,7 мг на 1 кг почвы, количественный состав почвенных микроорганизмов изменяется слабо; при умеренной - до 50 мг/кг, отмечаются заметные количественные и качественные изменения состава почвенных микроорганизмов; при сильной и очень сильной - 300 мг/кг происходит резкое изменение и полное подавление развития почвенных микроорганизмов и ингибирование микробиологических процессов.

В составе нефтепродуктов наибольшей токсичностью обладают легкие фракции, а среди них в первую очередь следует отметить канцерогенные полициклические ароматические углеводороды (группа ПАУ), способные вызывать в живых организмах злокачественные опухоли. В этой группе одним из самых активных и распространенных загрязнителей является бензпирен, предельно допустимая концентрация которого в почве определяется в 0,02 мг/кг. В почве, загрязненной бензпиреном, из-за разбалансировки почвенного микробиоценоза нарушаются процессы самоочищения, в том числе, задерживаются процессы отмирания бактерии групп кишечной палочки.

Негативное воздействие большей части легких фракций хотя и сильное, но кратковременное так как они в условиях жаркого климата быстро испаряются. Парафины и битумы менее токсичны, но попадание их в почву существенно изменяет водно-воздушный режим, приводит к уплотнению и цементации (гудронизации) почв.

В естественных процессах самоочищения почв от загрязнения нефтью ведущая роль принадлежит микроорганизмам. Они используют органические соединения нефти как субстрат для своего роста и развития, активно размножаются и при этом способствуют удалению из окружающей среды нефтепродуктов. Сдерживающим фактором биологической активности в таких условиях является дефицит почвенной влаги. Микроорганизмы способны возвращать в безвредной форме в биологический кругооборот продукты углеводородной трансформации, что определяет их ведущую роль в процессах очищения нефтезагрязненных почв.



Следовательно, существует определенная связь между скоростью разложения нефтепродуктов, то есть способностью почв к самоочищению от органических загрязнителей, и биологической активностью почв, которая тем выше, чем благоприятнее складывается в почве содержание органического вещества. То есть, по биологической активности почв можно судить об их способности самовосстановлению при попадании в них нефтяных органических загрязнителей.

Таким образом, при бурении скважин на месторождении природные экосистемы будут испытывать очень сильные внешние нагрузки, часто приводящие к невосстановимым изменениям. Влияние скважины будет проявляться в механических нарушениях и загрязнении экосистем. Исходя из морфологических и физико-химических свойств и значительной разреженности растительного покрова на территории месторождения, при его дальнейшей разработке будут происходить значительные механические техногенные нарушения. Эти нарушения будут создавать благоприятные условия для широкого проявления дефляционных процессов с загрязнением и засолением окружающей территории. Механические нарушения почвенно-растительного покрова будут способствовать деградации экосистем.

В районе нефтяных скважин может наблюдаться интенсивное вторичное засоление почв за счет буровых растворов, пластовых сильноминерализованных вод, а также выбросов на поверхность засоленных пород. Это будет приводить к образованию вторичных техногенных солончаков.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтью земель до их нормального функционирования будет происходить замедленно. Показателем нормального функционирования, по М.А.Глазовской, является количество и качество создаваемого вновь живого вещества, то есть, биопродуктивность восстановленных экосистем не должна понижаться, а в биомассе не должны накапливаться химические вещества в количествах, нарушающих жизненные функции, в почвенной биоте должен сохраняться полезный генофонд.

Следует отметить, что процесс биологической рекультивации, фитомелиорации почв и бактериального разложения нефти в пустынных условиях в значительной степени будет ограничиваться недостатком влаги в почвах, поэтому при проведении комплекса работ необходимо предусматривать искусственное орошение.

8.2 Мероприятия по сокращению воздействия на почвы

Рассматриваемый проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при строительстве скважин, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Проектом предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Буровые сточные воды после соответствующей подготовки будут применяться для поддержания пластового давления, излишки жидких стоков вывозятся на другие площадки бурения с целью использования для заводнения пласта или других технологических целей.

Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.



Цемент, песок, глинопорошок и химические реагенты запроектировано хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок при монтаже и демонтаже;
- наличие плана работ по восстановлению и выводу из эксплуатации площадки бурения с последующей его реализацией;
- гидроизоляция и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка железобетонных лотков по контуру площадки для сбора и транспортировки буровых стоков;
- очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом;
- установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов бурения;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения бурового раствора, сточных вод и отходов бурения;
- замкнутая циркуляционная система по очистке бурового раствора;
- повторное использование бурового раствора и отработанных сточных вод;
- вывоз отходов бурения, шлама и песка с вибросита, строительных отходов и прочих на места их складирования и утилизации;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- разработка мероприятий по ликвидации аварий с перечнем средств и способов сбора и удаления загрязнений с территорий;
- проведение работ по технической рекультивации по мере завершения бурения.

Монтаж и демонтаж буровой установки в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка бурения должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения бурового раствора и электродвигательную должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки бурения обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки буровых сточных вод под уклоном в сторону места сбора стоков;
- обеспечить герметичность циркуляционной системы.

Основными источниками загрязнения почв в период эксплуатации может являться технологическое оборудование (насосы, емкости) и трубопроводы нефти и пластовой воды. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках насосов, задвижек, при разгерметизации труб, емкостей и т.д.

Для предотвращения разливов нефти и пластовых вод все технологическое оборудование и трубопроводы изготавливается из высококачественных материалов и



покрываются антикоррозионной защитой. Перед пуском в эксплуатацию все технологическое оборудование и трубопроводы подвергается испытанию на прочность и герметичность.

С целью недопущения попадания загрязняющих веществ в грунт, площадки под технологическое оборудование выполняются с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м.

Кроме того, для предотвращения загрязнения почвы отходами производства и потребления предусмотрен отдельный сбор отходов в герметичные контейнеры (емкости), размещаемые на специальных площадках (не более 6 месяцев), с последующим вывозом автотранспортом специализированной организации в места утилизации по договору.

8.3 Оценка воздействия на почвенный покров

Хозяйственный ущерб от дальнейшей разработки месторождения при строгом соблюдении проектных решений и рекомендаций, будет незначительным, так как его территория может использоваться только в качестве низко продуктивных сезонных пастбищ.

Анализ прогнозов возможного воздействия на почву при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каражанбас показывает, что наименьшее воздействие на почвы будет оказываться при первом варианте разработки месторождения Каражанбас, бурения 660 скважин и вводом в эксплуатацию 22-х новых установок. Наибольшее воздействие на почвы будет оказываться при втором варианте разработки месторождения, с планом бурения 1551 скважин и вводом в эксплуатацию 127-х новых установок.

Среднее воздействие на почву возможно ожидать при третьем варианте разработки месторождения, в связи с бурением 1912 скважин и вводом в эксплуатацию 34-х новых установок.

С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем другие варианты.

В целом воздействие планируемых работ на состояние почвенного покрова, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2 балла);**
- временной масштаб – **многолетний (4 балла);**
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **умеренная (3 балла).**

Интегральная оценка выражается 24 баллами – масштаб воздействия средний.

Таблица 8.1 - Предварительная оценка воздействия на почвы

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		



Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		

8.4 Оценка воздействия на растительность

Проведение работ по строительству скважин отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

- Частичное уничтожение растительности будет происходить при бетонировании устьев скважины;
- Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет:
 - при загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью и пластовыми водами;
 - при запылении придорожной растительности;
 - при бурении скважин и эксплуатации проектируемого оборудования.

В целом, причиной нарушения почвенно-растительного покрова (механические факторы воздействия) являются:

- расширение сети грунтовых дорог к участкам работ;
- строительство трубопроводов, площадок под скважины и технологическое оборудование;
- движение автотранспорта.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью, проектом предусмотрено выполнение следующего комплекса мероприятий по охране растительности:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при строительстве скважин на месторождении намечаются нижеследующие мероприятия:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;



- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации.

- организация и проведение мониторинговых работ.

*Анализ прогнозов возможного воздействия на растительный покров при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каражанбас показывает, что наименьшее воздействие на растительность будет оказываться при **втором варианте** разработки месторождения Каражанбас, с планом бурения 660 скважин и вводом в эксплуатацию 22-х новых установок.*

*Наибольшее воздействие на растительный покров будет оказываться **при втором варианте** разработки месторождения, с планом бурения 1551 скважин и вводом в эксплуатацию 127-х новых установок.*

*Среднее воздействие на растительный покров возможно ожидать при **третьем варианте** разработки месторождения, в связи с бурением 1912 скважин и вводом в эксплуатацию 34-х новых установок.*

*С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей **вариант №3** по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем другие варианты. Проектом рекомендуется к реализации **вариант №3**.*

В целом воздействие на растительность в процессе производства планируемых работ, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2 балла);**

- временной масштаб – **многолетний (4 балла);**

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **умеренная (3 балла).**

Интегральная оценка выражается 24 баллами – масштаб воздействия средний.

Таблица 8.2 - Предварительная оценка воздействия на растительность

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		

8.5 Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)



- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Влияние работ, производимых на территории месторождения, на биоценозы выражается, главным образом, в резком сокращении площадей обитания животных в результате изъятия земель под планируемое строительство. Проведение таких видов работ, как прокладка дорог, рытье траншей и котлованов, трансформация и загрязнение почвенно-растительного покрова, фактор беспокойства и т.д. – все эти факторы способны вызвать как количественное, так и качественное изменение состава фауны данного региона.

За счет изменения режима увлаженности, загрязнения производственно-бытовыми отходами может уменьшиться число пустынных и эндемичных видов животных, увеличиться численность биологически пластичных видов, неизбежно появление санантропных видов. Территории, занятые несанкционированными свалками с мусором, также будут заселяться санантропными видами птиц и грызунов. Рост численности грызунов привлечет сюда некоторых хищных млекопитающих, которые, по – видимому, найдут себе укромные уголки для норения.

Таким образом, по отношению к млекопитающим может произойти двойной эффект: с одной стороны, произойдет резкое падение численности, уничтожение и переселение многих полезных видов, а с другой стороны – расселение и возрастание численности видов, потенциально опасных для здоровья человека.

На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом произойдет резкое сокращение численности пресмыкающихся (ящерицы, змеи) и некоторых наземно гнездящихся птиц.

Определенное влияние проводимые работы окажут на крупных млекопитающих (сайгу), которые будут вытеснены из зоны прямого воздействия (фактор беспокойства, прямое преследование и пр.). При проведении различного рода строительных работ возможна гибель животных в траншеях. Большую угрозу животным представляют автодороги с бетонным и асфальтовым покрытием. Интенсивное движение и большая скорость передвижения автотранспорта также могут быть причиной гибели животных. В связи с этим необходимо ограничивать скорость движения транспорта до 60 км/час, а на отдельных участках дорог выставлять дорожные знаки, указывающие на повышенную опасность столкновения с животным.

Природоохранные мероприятия. Проектом предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир:

- ограничение движения транспорта в ночное время;
- использование ранее проложенных дорог;
- контроль за нелегальной охотой;
- проведение мероприятий по восстановлению нарушенных участков;
- очистка территории и прилегающих участков.

Остаточные последствия воздействия будут минимальными.

Анализ прогнозов возможного воздействия на животный мир при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каражанбас показывает, что наименьшее воздействие на животный мир будет оказываться при первом варианте разработки месторождения Каражанбас, с планом бурения 660 скважин и вводом в эксплуатацию 22-х новых установок..



*Наибольшее воздействие на животный мир возможно ожидать при **втором варианте** разработки месторождения, в связи с бурением 1551 скважин и вводом в эксплуатацию 127-х новых установок.*

*Среднее воздействие на животный мир возможно ожидать при **третьем варианте** разработки месторождения, в связи с бурением 1912 скважин и вводом в эксплуатацию 34-х новых установок.*

*С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей **вариант №3** по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем другие варианты. Проектом рекомендуется к реализации **вариант №3**.*

В целом воздействие планируемых работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2 балла)**;
- временной масштаб – **многолетний (4 балла)**;
- интенсивность воздействия - **слабая (2 балла)**.

Интегральная оценка воздействия составит 16 баллов – масштаб воздействия средний.

Таблица 8.3 - Предварительная оценка воздействия на животный мир

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

8.6 Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова и животного мира

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвенно-растительного покрова и животного мира, складываются из организационно – технологических; проектно-конструкторских; санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;
- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ;
- техническая рекультивация.

Проектно-конструкторские:

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и органах санитарно-эпидемиологического надзора;



- ограничение площадей занимаемых под площадки скважин и технологическое оборудование.

Санитарно-противоэпидемические:

- обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций. В связи со специфическим составом грунтов – наличием спорообразующих бактерий определённого типа, следует предусматривать постоянное наличие расходных сывороток для профилактики бутулизма, столбняка, газовой анаэробной инфекции.

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова

Защита растительного покрова при строительных работах обеспечивается за счет строгого соблюдения технологии проведения работ и предотвращения аварийных ситуаций, оперативного устранения последствий в случае их возникновения.

Учитывая слабые компенсационные возможности местной флоры, экстремальные природные условия предусмотрены мероприятия, направленные на защиту растительного покрова при механическом воздействии, а именно: регулярное техническое обслуживание транспорта, техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей.

Для эффективной охраны почвенно-растительного покрова от механических нарушений и загрязнения и сведения к минимуму их негативных последствий необходимо проведение следующих мероприятий:

- все работы, связанные с технологическими процессами, проводятся только в пределах оборудованных площадок, а проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- герметизация всех технологических процессов;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов. Все твердые отходы складировются в контейнеры для дальнейшей транспортировки к полигонам захоронения;
- обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на почвенно-растительный покров.

Мероприятия по охране животного мира

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- соблюдение норм шумового воздействия и максимально возможное снижение шумового фактора на окружающую фауну;
- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- запрет на охоту на территории месторождения;



- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проведение мониторинга за прогнозом изменений фауны района планируемой деятельности.

8.7 Рекультивация нарушенных земель

В соответствии с экологическим кодексом РК рекультивация земель, восстановление плодородия, других полезных свойств земли, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ является одним из наиболее важных природоохранных мероприятий.

Рекультивация земель - комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

По окончании строительства и ликвидации скважины производится техническая рекультивация. На техническом этапе рекультивации земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Земли».

В процессе проведения планировки площадок бурения, строительно-монтажных работ, буровых операций, ликвидаций скважин происходит нарушение почвенно-растительного слоя на отведенных участках земли. Поэтому по мере завершения работ необходимо в соответствии с данным проектом проводить техническую рекультивацию отчуждаемой территории.

Мероприятия по рекультивации земель выполняются в следующем порядке:

- работы по снятию и сохранению верхнего плодородного слоя земли при планировке площадки перед началом бурения;
- перемещение снимаемых пород в отвал;
- очистка территории от мусора;
- сбор и вывоз с территории загрязненного грунта;
- нанесение снятого слоя на восстанавливаемые земли после завершения буровых работ.

При снятии верхнего слоя необходимо учесть объем земляных работ, зависящий от толщины снимаемого слоя, глубину пробуриваемой скважины, продолжительность ведения буровых работ.

По окончании бурения и опробования скважины, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;



- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Биологический этап рекультивации производится после окончания всех геологоразведочных работ и сдаче земли арендодателю.

Выполнение проектных решений с соблюдением норм и правил строительства скважин, а также мероприятий по охране окружающей среды, не приведет к значительному воздействию на окружающую природную среду.



9. УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды должна проводиться политика управления отходами, которая позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Система управления отходами контролирует безопасное размещение различных типов отходов.

В период разработки месторождения Каражанбас в зависимости от вариантов разработки предусматривается строительство скважин, а также строительство и эксплуатация новых технологических объектов. В процессе реализации планируемой хозяйственной деятельности образуются отходы производства и потребления.

В данном проекте разработки месторождения Каражанбас рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

В процессе *строительства новых объектов* ожидается образование следующих видов отходов:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- промасленная ветошь;
- металлолом;
- огарки сварочных электродов;
- использованная тара;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы (ТБО).

Приводимая далее оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду основывается на данных материалов проектов-аналогов - ОВОС к «Индивидуальный технический проект на строительство эксплуатационно-оценочной скважины №1005 на месторождении Каражанбас». (К заключение государственной экологической экспертизы № Z13VCZ00870926 от 09.04.2020 г.).

9.1 Характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве запроектированных объектов

Отходы бурения. «Янтарный список» АЕ₀₄₀. Класс опасности 3. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%. Основным видом отходов при бурении скважины являются буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды. Предусматривается система очистки бурового раствора с отделением твердой фазы с целью его повторного использования при бурении последующих скважины.

Отработанный буровой раствор (ОБР) один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.



Удельная плотность бурового шлама в среднем равна – 2,1 т/м³, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.
 $2,1: 1,2 = 1,75 \text{ т/м}^3$

Отработанные масла являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с последующей передачей сторонней организации по договору, «янтарный список» отходов АС₀₃₀. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Использованная тара - «янтарный список» АД₀₇₀ (мешки и емкости из-под химреагентов), вывозятся специализированной организацией на полигон. Основные компоненты отходов (99%): полимер – 90%, вода – 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный – 2%. Класс опасности 3.

Огарки сварочных электродов - «зеленый список» отходов ГА₀₉₀. Остатки неиспользованных электродов при сварке. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон на основании договора. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4.

Металлолом – «зеленый список» отходов ГА₀₉₀. Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%. Класс опасности 4.

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом по договору на переработку.

Промасленная ветошь относится к «янтарному списку» отходов АС₀₃₀. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон по договору. Класс опасности 3.

Коммунальные отходы (ТБО) относятся к «зеленому списку» отходов ГО₀₆₀. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, пищевые отходы. Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответственно маркированные металлические контейнеры. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe₂O₃ - 1,85%, SiO₂ – 1,6%. Класс опасности 5.

В таблице 9.1 представлена общая характеристика отходов производства и потребления.

Таблица 9.1- Характеристика отходов производства и потребления, образующихся в процессе бурения скважины

№	Наименование отходов	Уровень опасности	Класс опасности	Физико-химическая характеристика	Условия хранения	Рекомендуемое место размещения
1	2	3	4	5	6	7



1	Отходы бурения	Янтарный А	3	Выбуренная порода (порядка 80-90%) и остатки промывочной воды	Специальные ёмкости	Вывоз на договорной основе специализированным предприятием на переработку
2	Отработанные масла	Янтарный А	3	Жидкие. Пожаро-опасные. Состав: вода, мехпримеси, углеводороды	Собираются в ёмкость, с последующей передачей сторонней организации по договору	Сдаются специализированному предприятию на регенерацию
3	Отработанная тара (мешки)	Янтарный А	3	Твёрдые, горючие. Целлюлоза. Нефтемасла	Хранятся в металлическом контейнере на площадке временного хранения отходов	Вывоз на договорной основе специализированным предприятием
4	Промасленная ветошь	Янтарный А	3	Твёрдые. Текстильные. Целлюлоза, нефтемасла до 5%	Складируется в металлическом контейнере для промасленной ветоши на специальной бетонированной площадке	Вывоз на договорной основе специализированным предприятием
5	Металлолом	Зелёный G	4	Твёрдые. Содержат железо, оксид железа.	Специальный контейнер для мелкого металлолома. Большие куски металла на площадке временного хранения металлолома	Сдача спец. предприятию по договору
6	Огарки сварочных электродов	Зелёный G	4	Pb, Zn, Cu, Cr, Ni, Sn, Co в различном соотношении в зависимости от сплава	Огарки электродов складываются в металлические контейнеры на площадке временного хранения металлолома	Сдача спец. предприятию по договору
7	Коммунальные отходы	Зелёный G	5	Твердые. Инертные; содержат пищевые остатки, жиры, белки, углеводы Упаковочный материал, жестяные и алюминиевые банки, целлофан, картон, пенопластовые стаканы, бутылки. Содержат целлюлозу, полимеры.	Металлический контейнер на специально отведённой площадке	Сдача на полигон ТБО на договорной основе

9.2 Количественные и качественные показатели текущей ситуации с отходами АО «Каражанбасмунай»

Основными источниками образования отходов производства и потребления АО «Каражанбасмунай» являются различные технологические процессы, осуществляемые предприятием на месторождении Каражанбас.

АО «Каражанбасмунай» имеет 2 полигона для временного хранения промышленных



нефтяных отходов. В настоящее время оба полигона не эксплуатируются, при этом все вновь образующие отходы производства полностью передаются сторонним подрядным организациям на переработку по договорам. На полигоне №1 ведутся работы по освобождению (переработке) ранее накопившихся нефтяных отходов.

Полигон №1 для временного хранения промышленных нефтяных отходов и КБО предназначен для централизованного сбора и временного хранения замазученного грунта и нефтешлама с низким содержанием сырой нефти в пределах 15-18% в общем объеме складываемого грунта и размещения коммунальных отходов.

Полигон расположен в 12км от берега Каспийского моря и в 10,5км (по прямой) от вахтового поселка Каражанбас, На северной окраине месторождения, рядом со скважинами №№392,380 и 268р. Полигон прямоугольной формы размером по дну 100м*120м, обвалован. Обвалование по контуру участка шириной по верху 10м, внутренняя высота 4,0м наружная -2,0м. Полигон имеет 3 карты:

- 1-я карта предназначена для временного хранения нефтешлама и замазученного грунта;
- 2-я карта предназначена для размещения отходов бурения;
- 3-я карта предназначена для размещения коммунальных отходов

Полигон №2, расположенный в юго-западной части месторождения Каражанбас в 10 км от Каспийского моря, предназначен для временного размещения замазученного грунта, буровых отходов, нефтешлама и ООПС. Отведенный под полигон участок земли представляет собой правильный четырехугольник, размерами 300х300 метров с общей площадью-9,0 гектаров.

Размеры карт по дну составляют: длина 114,0м, ширина 48,0м. размеры карт по верху обвалования составляют: длина-127,821 м, ширина-65,076м. Глубина каждой карты -2,5 метра.

Карты оборудованы противодиффузионными экранами из полиэтиленовой пленки, стабилизированной сажей.

Противодиффузионный экран защищен от механического повреждения железобетонными плитами ПЗ0.15.

Карты расположены в один ряд, расстояние между картами 10м. Каждая карта рассчитана на временное размещение 20 тыс.м³ нефтяных промышленных отходов.

К отходам производства АО «Каражанбасмунай» относятся:

- Отработанные люминесцентные лампы;
- Нефтешлам;
- Отходы обратной промывки скважин;
- Использованная полиэтиленовая пленка (нефтезагрязненная);
- Промасленная ветошь;
- Отработанные масла;
- Тара из-под ЛКМ;
- Тара (металлическая) из-под химреагентов;
- Отработанные картриджи;
- Просроченные или отработанные химреактивы, химреагенты;
- Отходы катионита;
- Металлолом;
- Металлическая стружка;



- Огарки сварочных электродов;
- Строительные отходы;
- Древесные отходы;
- Иловый осадок;
- Отработанная техническая соль (загрязненная);
- Отработанное портативное оборудование и оргтехника;
- Изношенная спецодежда;
- Пластиковые отходы;
- Смет;
- Стеклобой;
- Отходы картона и макулатуры;

К отходам потребления отнесены:

- Твердые бытовые отходы.

В результате инвентаризации установлено 25 вида отходов, из которых 11 видов относятся к Янтарному уровню опасности и 14 к Зеленому уровню опасности.

Количество отходов на 2019 год составит 21 802,844 тонн. В том числе:

- отходы Янтарного уровня опасности – 12 627,172 т/год;
- отходы Зеленого уровня опасности – 9 175,672 т/год.

Количество отходов на 2020 год составит 21 812,412 тонн. В том числе:

- отходы Янтарного уровня опасности – 12 636,740 т/год;
- отходы Зеленого уровня опасности – 9 175,672 т/год.

Количество отходов на 2021 год составит 21 813,047 тонн. В том числе:

- отходы Янтарного уровня опасности – 12 637,375 т/год;
- отходы Зеленого уровня опасности – 9 175,672 т/год.

В целях обоснования и нормирования объемов образующихся отходов производства и потребления АО «Каражанбасмунай» разработал Проект нормативов размещения отходов (ПНРО) для АО «Каражанбасмунай» на 2019-2021 гг. (Заключение ГЭЭ KZ85VCY00136488 от 16.11.2018 г.) и Программу управления отходами на на 2019-2021 гг.

На территории АО «Каражанбасмунай» имеются старые исторические загрязнения, на ликвидацию которых предприятие разработало план мероприятий «Дорожная карта АО «Каражанбасмунай» по ликвидации старых исторических загрязнений на месторождении Каражанбас» на период 2019-2025годы».

9.3 Предварительные (ориентировочные) расчеты объемов образования отходов при строительстве скважин

Объем образования отходов бурения рассчитан по «Методике расчетов объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МООС РК №129 от 03.05.2012 г.

В данном проекте приведены ориентировочные предварительные данные. Объективно о качественной и количественной оценке образования отходов при строительстве скважин можно будет судить на стадии рабочего проектирования, проанализировав все проектные решения.

Объем скважины

Расчет объема скважины производится по формуле:



$$V_{\text{скв}} = K * \pi/4 * D^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности (таблица 4.1 Технического проекта);

D – диаметр долота (таблица 5.2 Технического проекта);

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 9.2 и 9.3.

Таблица 9.2- Конструкция скважины

Интервал	Конструкция скважины		
	Направление 0-15	Кондуктор 15-245	Эксплуатационная 245-480
Диаметр долота, мм	730	311,1	222,3
Коэффициент кавернозности	1,25	1,25	1,12-1,25

Таблица 9.3- Данные для расчета объемов образования отходов бурения

Интервал		Коэффициент кавернозности, K	$\pi/4$	D^2 , м	Длина интервала, L м	$V_{\text{скв}}$, м ³
0	10	1,25	0,785	0,533	10	5,230
10	15	1,25	0,785	0,533	5	2,615
15	160	1,25	0,785	0,097	145	13,801
160	235	1,25	0,785	0,097	75	7,139
235	245	1,25	0,785	0,097	10	0,952
245	320	1,25	0,785	0,049	75	3,606
320	480	1,25	0,785	0,049	160	7,693
Итого:						41,036

Объем бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{скв}} * 1,2$$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{\text{скв}}$ - объем скважины

$$V_{\text{ш}} = 41,036 * 1,2 = 49,243 \text{ м}^3 \text{ или } 86,175 \text{ т}$$

Объем отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{скв}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}},$$

где: **K₁** – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82 $K_1 = 1,052$);

V_ц - объем циркуляционной системы буровой установки, который рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ц}} = S * H,$$

где: **S** – площадь скважины, с диаметром долота на последнем этапе бурения, м²;

H – высота бурения, м.



$$V_{ц} = 0,049 * 3,14 / 4 * 480 = 18,463 \text{ м}^3$$

$$V_{обр} = 1,2 * 41,036 * 1,052 + 0,5 * 18,463 = 61,035 \text{ м}^3 \text{ или } 76,904 \text{ т}$$

Объем буровых сточных вод

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{бсв} = 2 * V_{обр}$$

$$V_{бсв} = 2 * 61,035 = 122,070 \text{ м}^3$$

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Сливаясь с оборудования, по бетонированным желобкам БСВ стекают в шламовые емкости. Объем буровых сточных вод составляет: $122,070 \text{ м}^3 * 1,08 = 131,836 \text{ т}$, которые передаются в стороннюю организацию по договору.

Объем образования отходов бурения

Объем образования отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) определяется по формуле:

$$Q = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{обр} * \rho_{обр}$$

где: $V_{ш}$ - объем шлама, м^3 ;

$V_{обр}$ - объем отработанного бурового раствора, м^3 ;

$\rho_{ш}$ - удельный вес бурового шлама, $\text{т}/\text{м}^3$;

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, $\text{т}/\text{м}^3$;

Исходные данные:

- объем бурового шлама - 49,243 м^3 ;

- объем отработанного бурового раствора - 61,035 м^3 ;

- удельный вес бурового шлама - 1,75 $\text{т}/\text{м}^3$;

- удельный вес отработанного бурового раствора - 1,26 $\text{т}/\text{м}^3$

$$Q = 49,243 * 1,75 + 61,035 * 1,26 = 163,079 \text{ т}$$

Количество отработанных моторных масел

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_d * (1-0,25)$$



где: N - количество отработанного моторного масла, т;

N_d - нормативное количество израсходованного моторного масла по технике, работающей на дизельном топливе, $N_d = Y_d * H_d * p$, кг;

Y_d – расход дизельного топлива ($38,346/0,86 * 1000 = 44588,37$ л);

H_d - норма расхода масел л/100 расхода топлива по технике, работающей на дизельном топливе (3,2 л/100 л);

0,86 – плотность дизтоплива (ГОСТ 340-82);

0,25 – доля потерь масла.

p - плотность моторного масла, 930 кг/м^3 ($0,93 \text{ т/м}^3$).

$N_d = (44588,37 * 0,032 * 0,93) / 1000 = 1,327$ т моторного масла.

$N = 1,327 * 0,75 = \mathbf{0,995}$ т.

Количество промасленной ветоши

Расчет количества промасленной ветоши выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год}$$

где: M_o - количество поступающей ветоши, 0,01 т/год;

M – содержание в ветоши масла ($M = M_o * 0,12$);

W - содержание в ветоши влаги ($W = M_o * 0,15$);

$N = 0,01 + (0,01 * 0,12) + (0,01 * 0,15) = \mathbf{0,013}$ т.

Количество отработанной тары

Количество отработанной тары в процессе приготовления бурового и цементного растворов определяется по формуле:

$$N = \sum n_i / m_i * \alpha * 10^{-3},$$

где: N - количество тары, т;

n_i – количество i -го материала, кг;

m_i - количество i -го материала в таре, кг;

α – вес тары материала, кг.

Расчет количества отработанной тары:

$N_1 = (((190+60+970+130+520+60+120+100+30+130+250+1360+40+10+377+3+121+6+3+3+20,6+17,7+35,4+1932,2+406+706,3+281,5+73+884,2+477+416,9+88,4)/25*0,1+(3820+14370+23200)/50*0,15))*0,001 = \mathbf{0,163}$ т.

Огарки сварочных электродов

Расчет количества огарков сварочных электродов выполнен по «Методике



разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Отгарки сварочных электродов образуются в зависимости от расхода электродов и определяются по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q$$

где: $M_{\text{ост}}$ – расход электродов на скважину, 0,060 т;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,060 * 0,015 = 0,001 \text{ т.}$$

Металлолом

В процессе демонтажа оборудования и при бурении скважины образуется металлолом. Ориентировочное количество отходов металлолома составит **0,300 т**, которое будет уточнено в процессе работы.

Количество образования коммунальных отходов:

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{\text{ТБО}} = (P * M * N * \rho) / 365,$$

где: P - норма накопления отходов на 1 чел в год, 1,06 м³/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут;

ρ - плотность ТБО, 0,25 т/м³.

1. Строительно-монтажные работы:

$$Q_{\text{ТБО}} = 0,5 * 20 * 0,25 * 1,06 / 365 = 0,007 \text{ т}$$

2. Подготовительные работы:

$$Q_{\text{ТБО}} = 0,5 * 16 * 0,25 * 1,06 / 365 = 0,006 \text{ т}$$

3. Бурение и крепление скважины:

$$Q_{\text{ТБО}} = 6 * 16 * 0,25 * 1,06 / 365 = 0,070 \text{ т}$$

4. Испытание скважины:

$$Q_{\text{ТБО}} = 3 * 12 * 0,25 * 1,06 / 365 = 0,026 \text{ т}$$

Общее количество коммунальных отходов, образующегося в процессе строительства скважины, составит:

$$Q_{\text{ТБО}} = 0,007 + 0,006 + 0,070 + 0,026 = 0,109 \text{ т.}$$

Ориентировочное количество отходов производства и потребления, образующихся при строительстве 1-ой скважины, представлено в таблице 9.4.

Ориентировочный видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительных работ и по вариантам представлено в таблицах 9.5. - 9.6.



Таблица 9.4- Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважин



Таблица 9.5 – Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве 1-ой скважины

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	164,5820	-	164,5820
в т.ч. отходов производства	164,5510	-	164,5510
отходов потребления	0,031	-	0,031
Янтарный уровень опасности			
Отходы бурения, в т.ч.:	163,079	-	163,079
Буровой шлам	86,175	-	86,175
ОБР	76,904	-	76,904
Промасленная ветошь	0,013	-	0,013
Отработанные масла	0,995	-	0,995
Отработанная тара	0,163	-	0,163
Зеленый уровень опасности			
Металлолом	0,300	-	0,300
Огарки сварочных электродов	0,001	-	0,001
Коммунальные отходы (ТБО)	0,109	-	0,031
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

Варианты №2 и №3

Таблица 9.6 - Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве скважин по вариантам №2 и №3

Наименование отходов	Образование отходов при строительстве скважин, т/год	
	Вариант №2,3	Вариант №3
	На 2024, 2025 гг. – по 5 скв./год	На 2026 гг. – 4 скв./год
Буровой шлам	1696,965	1357,572
ОБР	1573,505	1258,804
Промасленная ветошь	0,065	0,052
Отработанные масла	24,385	19,508
Отработанная тара	2,000	1,6
Металлолом	1,500	1,2
Огарки сварочных электродов	0,005	0,004
Коммунальные отходы	2,965	2,372
Итого:	3301,390	2641,112

2) При эксплуатации вновь вводимого оборудования**Промасленная ветошь**

Расчет количества образования отхода произведен согласно «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 г. № 100-п).

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год,}$$



где: M_0 – поступающее количество ветоши, тонн; M – норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12 \cdot M_0$, тонн; W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15 \cdot M_0$, тонн.

Таблица 10.7 - Расчёт образования промасленной ветоши по вариантам на 1 скважину

Наименование оборудования	Расход обтирочной ветоши, м ³ /год	Плотность обтирочной ветоши, кг/м ³	Количество ветоши, (M_0), т	Количество промасленной ветоши, (N), т
1 скважина	0,1	140	0,014	0,018
Установка печей подогрева/ Установка МПГУ (1ед.)	0,1	140	0,014	0,018

Количество отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования принято ориентировочно и будет корректироваться по фактическому образованию.

Суммарное количество отходов, образующихся на период эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам, представлено в таблице 10.7.

Таблица 10.7 - Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №2 и №3

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Вариант 2			
Всего	0,018	-	0,018
В т.ч. отходы производства	0,018	-	0,018
отходов потребления	0	-	0
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,018	-	0,018
Зеленый уровень опасности			
-	-	-	-
Красный уровень опасности			
-	-	-	-
Вариант 3			
Всего	0,036	-	0,036
В т.ч. отходы производства	0,036	-	0,036
отходов потребления	0	-	0
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,036	-	0,036
Зеленый уровень опасности			
-	-	-	-
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

9.4 Предварительная оценка воздействия отходов производства и потребления

К основным отходам, образующихся на месторождении Каражанбас, относятся: металлолом, строительные отходы, промасленная ветошь, загрязненная одежда, резиновый облой, огарки сварочных электродов и ТБО.

На предприятии сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, из-за их незначительного и постепенного накопления, не сразу вывозятся в места их утилизации, а собираются в специальные контейнеры/емкости и хранятся на отведенных



для этих целей площадках (не более шести месяцев). Далее отходы согласно заключенным договорам вывозятся на утилизацию, переработку или захоронение.

Таким образом, действующая система управления отходами минимизирует возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и перевозке отходов к месту размещения.

Все производственные отходы на местах хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и вывоз всех отходов регистрируется.

Анализ проведенных расчетов образования отходов при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования на месторождении Каражанбас показывает, что наименьшее количество образующихся отходов будет производиться *при втором варианте* разработки месторождения Каражанбас, с планом бурения 2-х скважин.

Наибольшее же количество образования отходов планируется *при третьем варианте* разработки месторождения, в связи с бурением всего 3-х скважин и вводом в эксплуатацию необходимого оборудования для подключения скважин.

С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей **третий вариант** по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем другие варианты. Проектом разработки месторождения Каражанбас *вариант № 3 рекомендуется к реализации*.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – *локальный (1 балл)*;
- временный масштаб - *многолетний (4 балла)*;
- интенсивность воздействия – *слабая (2 балла)*.

Интегральная оценка воздействия составит 8 баллов – масштаб воздействия – **воздействие низкой значимости**.

Таблица 9.8 - Предварительная оценка воздействия отходов на окружающую среду

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		

9.5 Программа управления отходами

В соответствии с Экологическим Кодексом РК физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть



меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

В соответствии со ст.335 Экологического Кодекса РК «операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды».

9.5.1 Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии

На месторождениях недропользователей строительством скважины занимаются подрядные буровые организации, выбираемые на основании тендера, которые сами отвечают за обращение с отходами, образующимися при бурении скважины. В этих компаниях существует определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, из-за их незначительного и постепенного накопления, не сразу вывозятся в места их утилизации, а собираются в контейнеры/емкости и хранятся на специально отведенных для этих целей площадках (не более шести месяцев). Далее отходы согласно заключенным договорам вывозятся на их дальнейшую утилизацию и переработку. Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК.

С целью оптимизации организации обработки и удаления отходов, а также облегчения их утилизации предусмотрен отдельный сбор различных видов производственных отходов. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого вида отходов. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, и движение всех отходов регистрируется (т.е. вид, количество, характеристика, маршрут, маркировка, категория, отправная точка, место назначения).

Таким образом, действующая система управления отходами минимизирует возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и перевозке отходов к месту размещения.

В процессе строительства скважины образуется значительное количество твердых и жидких отходов.

Отходы образуются при:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе бурения скважины;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами в процессе бурения скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- промасленная ветошь;
- металлолом;
- огарки электродов;
- использованная тара;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.



Все производственные отходы на местах хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и вывоз всех отходов регистрируется..

9.5.2 Система управления отходами на предприятии

Для формирования системы управления отходами на предприятии необходимы анализ и оценка экологических решений по обращению с отходами на всех стадиях «жизненного цикла», которые могут быть идентифицированы и структурированы по видам техногенного воздействия на окружающую среду. В данном разделе приведены этапы технологического цикла отходов – от их образования до удаления или захоронения.

Образование

- ❖ Отработанное масло – образуется при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов, автотранспорта.
- ❖ Промасленная ветошь – образуется при обслуживании автотранспорта, дизельных и буровых установок, станков.
- ❖ Буровые отходы в составе бурового шлама, буровых сточных вод, буровых отработанных растворов образуются в процессе бурения скважины.
- ❖ Использованная тара образуется при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках.
- ❖ Металлолом, огарки сварочных электродов образуются при строительных, ремонтных и сварочных работах, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины.
- ❖ ТБО – образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала и проживающих в буровых бригадах.

Сбор или накопление

Образующиеся отходы до вывоза по договорам временно накапливаются и хранятся в специально отведенных местах на буровой площадке:

- ❖ Отработанное масло накапливается в герметических закрытых металлических емкостях на специальной площадке.
- ❖ Промасленная ветошь – накапливается в закрытых металлических контейнерах на участках образования.
- ❖ Буровые отходы накапливаются в шламовых емкостях на площадке буровых установок, по мере наполнения загружаются в спецавтотранспорт и вывозятся по договору.
- ❖ Металлолом собирается на специальных площадках временного хранения производственных отходов.
- ❖ Огарки сварочных электродов собираются в металлические контейнера.
- ❖ Тара собирается на специальных площадках.
- ❖ ТБО собираются в закрытых металлических контейнерах для ТБО.

Идентификация

Составы всех образующихся отходов на предприятии приняты по классификатору отходов (Приказ Министра охраны окружающей среды РК от 31.05.07 г. №169-п) и при проведении визуального обследования соответствие подтверждается.

Сортировка (с обезвреживанием)

- ❖ Буровые отработанные растворы перемешиваются на площадке бурения.



- ❖ Отработанное масло, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов – разделения или смешивания не производится.
- ❖ Тара (мешки синтетические и бумажные, пластиковые бочки) - производится сортировка с целью повторного использования.
- ❖ Металлолом не смешивается.
- ❖ ТБО – при образовании бумажные отходы (макулатура) по мере возможности отделяются от общих ТБО и составляют 30%; пищевые отходы также по мере возможности отделяются от общего объёма ТБО при образовании.

Паспортизация

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, согласно статьи 343 Экологического Кодекса РК, будет составляться и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности. Паспорт опасных отходов подлежит регистрации в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды в течение трёх месяцев с момента образования отходов. Копии зарегистрированных паспортов опасных отходов в обязательном порядке будет предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

Упаковка (и маркировка)

- ❖ Огарки сварочных электродов, промасленная ветошь, использованная тара – контейнеры для сбора маркируются.
- ❖ Буровые отходы после окончания строительства скважины из емкостей перегружаются в спецавтотранспорт.
- ❖ Отработанное масло - емкости для сбора маркируются.
- ❖ Металлолом – не упаковываются.
- ❖ ТБО – не упаковываются, контейнеры маркируются.

Транспортирование

Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

- ❖ Отходы бурения – по мере накопления вывозятся автотранспортом на дальнейшую их переработку/утилизацию.
- ❖ Отработанное масло – собирается в специальные емкости (бочки) и передается сторонней организации по договору.
- ❖ Металлолом с площадки временного хранения металлолома вывозится на дальнейшую переработку.
- ❖ Огарки сварочных электродов, промасленная ветошь, использованная тара по мере образования и накопления вывозятся автотранспортом в специализированное предприятие.
- ❖ ТБО – вывозятся на полигон.

Складирование

- ❖ Буровые отходы складироваться в специальных ёмкостях на буровой площадке.
- ❖ Отработанное масло временно складироваться в металлических емкостях.
- ❖ Промасленная ветошь, использованная тара временно размещаются на территории объекта.
- ❖ Металлолом и огарки сварочных электродов – собирают на площадке объекта.



- ❖ ТБО – из бачков пересыпается в контейнеры временного складирования, размещаемые на территориях в специально отведенных местах.

Хранение

- ❖ Отходы бурения хранятся в специальных ёмкостях на буровых площадках. *В пределах водоохранной зоны размещение сооружений для сбора и хранения отходов бурения исключено.*
- ❖ Отработанное масло временно хранится в металлических емкостях.
- ❖ Огарки сварочных электродов, промасленная ветошь, использованная тара временно хранятся на специальной площадке под навесом на буровой площадке.
- ❖ Металлолом временно хранится в специально предназначенных для него местах.
- ❖ ТБО – временное хранение в контейнерах на специальных бетонированных площадках предприятия.

Удаление (утилизация или захоронение)

- ❖ Отработанные масла собираются в специальные емкости (бочки) на специальных отведенных площадках и по мере накопления (не более шести месяцев) вывозятся по договору в специализированную компанию по переработке отработанного масла, которая определяется по итогам тендера.
- ❖ Промасленная ветошь и использованная тара (бумажные мешки) временно (не более шести месяцев) складироваться в специальных отведенных местах, с последующим вывозом на их переработку/утилизацию в специализированную компанию, которая определяется по итогам тендера. Отходы подлежат термическому уничтожению на специализированной установке по переработке низкокалорийных и высококалорийных жидких и твердых отходов производства и потребления.
- ❖ Отходы, содержащие металлолом (металлолом, огарки сварочных электродов после сортировки) по мере образования и накопления (не более шести месяцев) вывозятся по договору в специализированную компанию, которая определяется по итогам тендера. Отходы могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия, реализованы на сторону (с оформлением необходимых документов) и переданы на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются утилизацией подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.
- ❖ Использованная тара (бумажные и полиэтиленовые мешки, металлические и пластиковые бочки, тара из древесины) по мере образования и накопления (не более шести месяцев) вывозятся согласно заключенным договорам. Данные отходы подлежат предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их дальнейшего предназначения. Отходы могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия (для складирования вторсырья), реализованы на сторону (с оформлением необходимых документов) и переданы на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются утилизацией подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.
- ❖ Отходы бурения по мере накопления (не более шести месяцев) вывозятся спецавтотранспортом в специализированную компанию, где подлежат термическому обезвреживанию на специализированных установках по переработке



буровых и нефтесодержащих отходов или другими методами переработки, разрешенными к применению в РК.

- ❖ Твердо-бытовые отходы собираются в специальные контейнеры для ТБО и в установленные сроки вывозятся автотранспортом на полигон для их захоронения, с предварительной сортировкой.

Подрядчик по вывозу отходов производства и потребления, образованных при строительстве скважины в последующих годах будет определен по итогам тендера, проводимого ежегодно.

9.5.3 Проблемы и результаты в сфере управления отходами на предприятии

В процессе анализа образования отходов при строительстве скважины прослеживается тенденция увеличения количества образованных отходов, в связи с увеличением объемов бурения.

Образующиеся отходы бурения сразу загружаются в спецавтотранспорт и вывозятся сторонней организацией по договору. Все условия передачи отходов (отчуждение) и дальнейшая работа с учетом полного жизненного цикла отходов отражаются в договоре между предприятием и специализированной организацией.

Все промышленные отходы и твердо-бытовые отходы размещают в стандартных контейнерах или в емкостях и по мере образования и накопления (не более шести месяцев) централизованно вывозятся для утилизации согласно заключенным договорам каждый вид отхода.

В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортировки для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

9.5.4 Цели и задачи Программы управления отходами

Цель Программы заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов.

Способы применения данных мероприятий для достижения поставленных целей:

- Повторное использование отработанных масел;
- Обустройство мест временного хранения образующихся отходов на площадке;
- Внедрение системы раздельного сбора отходов на площадке;
- Заключение договоров со специализированными организациями для вывоза и утилизации отходов производства и потребления;
- Инструктаж персонала буровой площадки, назначение ответственных по операциям обращения с отходами;
- Не допущение проливов ГСМ, тем самым исключение образования замазученного грунта;



- Уборка прилегающей территории площадки.

9.5.5 Показатели Программы

Показатели Программы - количественные и качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом всех производственных факторов, экологической эффективности и экономической целесообразности. Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

Таблица 9.9 – Ожидаемые результаты образования отходов

Наименование отходов	Рекомендуемый метод утилизации / место размещения
Отходы бурения	Переработка (термическое обезвреживание и др.методы)
Использованная тара	Сортировка, утилизация, повторное использование
Огарки сварочных электродов	Сортировка, утилизация
Промасленная ветошь	Переработка (термическое уничтожение и др.методы)
Отработанные масла	Регенерация/рекуперация
Металлолом	Утилизация, переработка, повторное использование
Коммунальные отходы	Сортировка, на полигоне
Всего	

9.5.6 Необходимые ресурсы и источники их финансирования

Для реализации Программы управления отходами Филиалом АО «Каражанбасмунай» планирует использовать свои собственные средства, без привлечения иностранных инвестиций.

9.5.7 План мероприятий по реализации ПУО

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

План мероприятий по реализации программы управления отходами представлен в таблице 9.15.

9.6 Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления

Технологическим проектом предусмотрен иерархический подход к минимизации отходов, который включает: исключение или снижение самой возможности образования отходов; повторное использование либо рециркуляцию отходов; транспортировку отходов допустимым, с точки зрения экологической безопасности, образом на соответствующие объекты размещения отходов.

В целях более полного обеспечения защиты окружающей среды от отрицательного воздействия отходов настоящим разделом разработаны дополнительные организационно-технические мероприятия по снижению негативного воздействия и предотвращению загрязнения компонентов окружающей природной среды отходами производства и потребления.



Предлагаемые организационно-технические мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления:

- Содержание производственной территории в должном санитарном состоянии.
- Контроль гидроизоляции технологических площадок под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора.
- Осуществление дозировки химических реагентов только в специально оборудованных местах, исключающих их попадание в почву и водные объекты.
- Разработка методов очистки и восстановления отработанного бурового раствора в целях повторного использования для бурения новых скважин.
- Проектирование надежных средств автоматизации и контроля технологических процессов приготовления цементных смесей, приготовления химических смесей для буровых растворов, обработки скважин соляной кислотой и другими реагентами.
- Совершенствование технологических процессов с целью минимизации образования отходов производства, достижения уровня безотходного производства.
- Разработка технологий, снижающих объемы образования и токсичность отходов, способствующих целям достижения нормативного объема размещения отходов в накопители.
- Организация исследований методов переработки, использования бурового шлама.

Процесс бурения скважин оказывает определенное воздействие на почвы. В целях защиты почв от воздействия технологического процесса предусматривается ряд природоохранных мер.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственных насыпных площадок;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.

Для уменьшения воздействия на почвы производится следующий комплекс мероприятий:

- производится насыпь под буровое оборудование;
- предусмотрено строительство подъездных дорог;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре (мешки, бочки);
- буровой раствор готовится в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, 2 центрифуги) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;



- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросит. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости, из которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.



Таблица 9.10 - План мероприятий по реализации программы управления отходами

№	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Предполагаем ые расходы, тг	Источники финансировани я
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Повторное использование отработанного масла на объектах предприятия	<i>Количественный показатель:</i> уменьшение количества объема отходов на 1 % (из 100% образующихся отходов); <i>Качественный показатель:</i> Снижение загрязнения территории объектов временным размещением отходов	Сырье, повторно используемое в производственном процессе	Начальник буровой установки, инженер-эколог, инженер по ГСМ	Постоянно	Не требует	Собственные средства компании
2	Обустройство мест временного хранения образующихся отходов на буровой площадке (покупка дополнительных контейнеров, емкостей, урн)	100% организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать снижению загрязнения окружающей среды	Акт выполненных работ, отчет эколога предприятия	Начальник буровой установки, отдел экологии	По мере необходимости	Согласно утвержденному бюджету	Собственные средства компании
3	Внедрение системы раздельного сбора отходов на буровой площадке	100% предотвращение захламления территории буровой площадки	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник буровой установки, инженер-эколог	Постоянно	Не требует	Собственные средства компании
4	Заключение договоров со специализированными организациями для вывоза и утилизации отходов производства и потребления	Утилизация / переработка на 100% всех отходов производства и потребления	Вывоз отходов специализированной организацией согласно Акту выполненных работ для дальнейшей утилизации с применением	Руководство компании, отдел экологии	Обеспечить утилизацию отходов на постоянной основе в течение всего периода бурения скважин	Согласно утвержденному бюджету	Собственные средства компании



9. УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ

			доступных в РК технологий				
5	Инструктаж персонала буровой площадки, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	100% предотвращение захламления территории буровой площадки	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник буровой установки, отдел экологии	Постоянно	Не требует	Собственные средства компании
6	Недопущение проливов ГСМ	100% исключение образования замазученного грунта на территории буровой площадки	Дефектный акт ремонта установок, автотранспорта	Инженер-механик, отдел экологии	Постоянно	Не требует	Собственные средства компании



9.7 Рекомендации к последующей стадии разработки документации в части размещения отходов

В рамках данного проекта предусматривается разработка Отчета о возможных воздействиях следующей стадией проектирование необходимо предусмотреть раздел «Охрана окружающей среды», который предусматривает детальный анализ в полном объеме всех аспектов воздействия конкретных объектов и сооружений намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду.

В ООС при установлении нормативов размещения отходов необходимо указать, какое время предусматривается временно хранить каждый отход до передачи сторонним организациям.

Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам (Экологический кодекс РК, статья 320). По мере образования отходы подлежат регулярному вывозу с мест сбора, в соответствии методами обращения с отходами - передача специализированной подрядной организации, согласно заключенному контракту. Передача отходов производится в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения.

Таким образом, предусмотреть своевременное заключение договоров со специализированными организациями на вывоз отходов производства и потребления на дальнейшую переработку, утилизацию или захоронение.



10. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ

10.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов. Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно-геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью.

Воздействие нефтяной промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве скважин. При разработке нефтяных месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

В связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений в Западном Казахстане сильно возросли техногенные нагрузки на геологическую среду. Появляется большое число опасных и экологически хрупких объектов.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни,



просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, заводнение и др.

При освоении нефтегазовых месторождений нарушается поверхностный и подземный сток. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов, проявляются процессы заболачивания, изменяется напряженное состояние пород в массиве. Происходят местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усиление или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры. Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, образование «антропогенных грифонов и гейзеров». В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных гидродинамических, термических, геохимических и др.

10.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) при бурении скважины

В процессе бурения и эксплуатации скважины с точки зрения оценки воздействия на геологическую среду основное внимание уделяется созданию надежных конструкций. Они должны обеспечивать предотвращение:

- заколонных и межколонных перетоков жидкостей, минерализованных вод, нефти, газа в атмосферу и на поверхность земли, в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами;
- аварийного фонтанирования;
- образования грифонов;
- возникновения зон растепления и просадки устьев скважин;
- деформации, смятия и срезания колонн и др.

Особое внимание при строительстве скважин должно уделяться охране водоносных горизонтов пресных, минерализованных и промышленных вод.

Процессы загрязнения с поверхности обусловлены фильтрацией бурового раствора в породы и подземные воды геологического разреза. Как правило, эти процессы при бурении не распространяются на значительные расстояния. В самую верхнюю часть до глубины 20-30 м проникновение фильтрата бурового раствора исключено спуском шахтного направления и его цементированием. В водоносные горизонты до глубин 100-150 м фильтрат бурового раствора проникает на расстояние 1,5-2,0 м от стенок скважины вследствие кратковременности бурения данного интервала и его изоляции кондуктором с затрубной цементацией.

Разбуривание подсолевых продуктивных карбонатных отложений сопровождается проникновением в них фильтрата на расстояние 1,0-1,5 м от стенок скважины. Однако в процессе извлечения нефти из продуктивных пластов попавший в них фильтрат бурового раствора извлекается полностью.

К негативным экологическим последствиям могут привести проявления напорных высокоминерализованных вод из соленосных отложений при бурении скважин. Эти воды, как правило, сбрасываются в металлические емкости с обязательной закачкой в интервал, из которого они поступили, - при углублении скважины. К таким интервалам предъявляется



повышенное требование при установке технической колонны и цементировании затрубного пространства.

Из существующих геофизических методов исследования технического состояния скважин для оценки герметичности заколонного пространства в настоящее время наиболее эффективно может быть использован метод высокочувствительной термометрии в комплексе с АКЦ или СГДТ. Инструментально наличие притока определяется путем вызова циркуляции жидкости между двумя спецотверстиями с помощью пакера. Исследование герметичности эксплуатационной колонны производится опрессовкой пакером с применением расходомерии и термометрии.

Одной из распространенных причин потери герметичности обсадных колонн скважин является электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. С целью оценки допустимого уменьшения толщины стенок труб и определения параметров электрохимзащиты периодически проводят замеры падения напряжения вдоль колонны. Работы по устранению дефектов обсадных труб включают изоляцию дефектов и повторную герметизацию их соединительных узлов.

При обработке призабойной зоны пласта и применении технологии воздействия на пласт необходимо провести специальные исследования обоснования рабочих реагентов и оценки их взаимодействия с породами, пластовыми жидкостями, с металлом труб и оборудования при различных температурах и давлении. Особое внимание должно быть уделено возможному перетоку закачиваемого реагента через литологические окна или по заколонному пространству, утилизации попутных вод, образованию техногенных вод при закачке пресных поверхностных вод с высоким содержанием кислорода. При строительстве и эксплуатации скважин экологическую опасность представляет грифонообразование (выход газа, нефти, пластовой воды из-под земли), причиной которого являются вертикальные перетоки флюидов из залежи в непродуктивные отложения через ствол скважин.

В ходе эксплуатации скважин вертикальные перетоки пластовых флюидов возможны при нарушении герметичности обсадных колонн и цементного камня за колоннами. Причинами повышения межколонных давлений являются: негерметичность резьбовых соединений обсадных труб и колонных головок, потеря эластичности сальниковых уплотнений и герметизирующих материалов вследствие их старения, технические и технологические погрешности при заключительных работах по обвязке скважин, низкое качество цементирования и недоподъем цемента в заколонном пространстве до устья или в части ствола скважин.

Проблема ликвидации межпластовых перетоков и межколонных давлений стоит чрезвычайно остро практически на всех месторождениях.

Перетоки газа, воды, нефти или конденсата из пласта в пласт и подъем флюида на дневную поверхность через затрубное пространство после строительства скважин - довольно частое явление.

Межколонные проявления нередко начинаются сразу же после пуска скважины в эксплуатацию. Нужно отметить, что в некоторых скважинах температура нефти в устье составляет 70°C. Поэтому температурные изменения дополнительно деформируют обсадную колонну. Много неприятностей приносят межколонные проявления и межпластовые перетоки с давлением 3 МПа и выше. В этом случае в затрубном пространстве устанавливают обратный клапан, который снижает давление в коллекторе до 0,5-1 МПа. В зимний период он промерзает и перестает работать.



Существует много точек зрения на причины таких проявлений. Однако авторы едины в том, что неперемное условие качественной проводки крепления ствола скважины - создание герметичных соединений обсадных труб и высококачественного цементного кольца.

К числу требований, предъявляемых к цементному камню, следует отнести способность тампонажного раствора при твердении создавать непроницаемые контакты между стенками скважины и тампонажным камнем. Практика показывает, что цементирование скважин раствором из чистого портландцемента имеет ряд отрицательных моментов. Вследствие недостаточной седиментационной устойчивости раствора камень имеет низкие деформативные и адгезионные свойства, высокую проницаемость и недолговечность. Прочностные свойства камня резко снижаются при температуре 80 °С вследствие перекристаллизации гидратов и образования свободной извести. При введении песка (до 40%), а также аэросила (0,03-0,05%), глинопорошка или бентонитовой глины (3%) значительно увеличиваются срок службы цементного камня и повышаются его прочностные свойства по отношению к агрессивным средам (солевой коррозии). Газопроницаемость такого камня на порядок ниже, чем образцов из стандартного портландцемента.

Из всех существующих методов поддержания пластового давления и увеличения приемистости скважин наиболее широко используется закачка пресных (или минерализованных) вод с применением специальных реагентов (щелочи, ПАВ, полимеры).

Кроме того, необходимо своевременно проводить ремонтно-изоляционные и ремонтно-восстановительные, а также ликвидационные работы.

10.2 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра)

На территории месторождения при реализации проекта не ожидается какого-либо рода сейсмических проявлений, обусловленных антропогенной деятельностью. Изменение физико-механических свойств пород, слагающих продуктивные пласты, не произойдет.

В процессе эксплуатации проектируемых скважин воздействие, которое приводит к изменениям свойств геологической среды, главным образом, возможно в процессе отработки нефтегазовой смеси. Отбор нефти и газа из недр изменяет напряженно-деформированное состояние огромных массивов пород и может стать причиной сейсмических проявлений.

Одним из таких проявлений является просадка земной поверхности, которая может достигать нескольких метров. Большие осадки дневной поверхности происходят при длительном отборе нефти, когда продуктивный пласт сложен мощной песчано-глинистой толщей. Отбор нефти вызывает значительное снижение порового давления в пласте и его вторичную консолидацию. По мере отбора нефти все возрастающую часть веса вышележащего массива воспринимает продуктивный пласт. Наиболее опасны горизонтальные смещения и неравномерные оседания земной поверхности, которые могут привести к авариям нефтегазопроводов и других инженерных сооружений.

Следует отметить, что при интенсивном законтурном заводнении процесс оседания земной поверхности проявляется незначительно либо прекращается. При эксплуатации залежей в карбонатных породах, как правило, сильных просадочных явлений земной поверхности не возникает.

В настоящее время месторождение Каражанбас разрабатывается на естественном режиме.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на геологическую среду (недра), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:



- пространственный масштаб воздействия – локальный (1 балл);
- временной масштаб - многолетний (4 балла);
- интенсивность воздействия - умеренная (3 балла).

Интегральная оценка воздействия составит 12 баллов – воздействие средней значимости.

Таблица 10.1 - Предварительная оценка воздействия на недра

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		

10.3 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Проектами строительства (бурения) скважин будет предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

10.4 Охрана недр

Охрана недр при проведении работ по строительству скважин на месторождении Каражанбас должна проводиться в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании».

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе строительства скважин предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;



- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
 - предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
 - изоляцию пробуренных скважин;
 - герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
 - правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.
- Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:
- сохранение земной поверхности;
 - предотвращение техногенного опустынивания;
 - сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством или ликвидацией скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
 - предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;
 - изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
 - предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
 - применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
 - очистка и повторное использование буровых растворов;
 - ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
 - очистка и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрислоевого давления нефтяных месторождений.

Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых, межколонных перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены полимерные буровые растворы плотностью, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается пятиступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.



Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на буровой установке устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя универсальную превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сочетание одного плашечного и одного универсального превенторов. На плашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению *«безамбарного метода»*. В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон для последующей обработки и утилизации шлама. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся в специализированную организацию для дальнейшей утилизации, переработки.

Охрана недр при проведении строительства скважин

При проведении работ на всех стадиях технологического процесса необходимо принимать во внимание охрану недр.

Буровые операции должны вестись строго равновесно без проявления флюидов и поглощения буровых, тампонажных и других технологических суспензий.

На этапе проведения проектируемых работ необходимо в полной мере обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов с сохранением естественных свойств пласта.

Немаловажную роль в обеспечении всех требований по охране недр играет выбор буровых растворов, не влияющих на коллекторские свойства пласта.



С точки зрения охраны окружающей среды предлагаемый данным проектом буровой раствор отвечает всем необходимым требованиям. Компоненты раствора подобраны таким образом, чтобы предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Кроме того, проектом предусмотрена *оборотная система использования бурового раствора*.

Работы по креплению скважины необходимо проводить с учетом следующих требований:

- выбор химических реагентов и тампонажных материалов для цементирования скважин необходимо проводить, учитывая горно-геологические условия месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять не менее 20 °С и не более 55 °С.
- цемент для цементирования скважины должен обладать коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

Охрана недр в процессе крепления

Одной из наиболее ответственных операций в строительстве скважины проводимые с целью не допущения загрязнения недр является цементирование скважины. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экономические и экологические показатели работы скважины, цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий на месторождении:
- пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов;
- выбор в качестве базового цемента с повышенной сульфостойкостью, в связи с высокой минерализацией пластовых вод месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять от 20 до 55°С;
- цемент должен характеризоваться низким водоотделением, ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах. Эти свойства данного цемента позволяет рекомендовать его в качестве основного для цементирования скважин на месторождении;
- плотность тампонажных растворов для цементирования обсадных колонн в проекте подобраны по гидравлическому расчету цементирования.

Требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под воздействием фильтрата;
- снижение проницаемости пристволенной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективных регуляторов свойств тампонажного раствора предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Эта способствует получение плотного контакта



цемент-порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией, служит условием соблюдения охраны недр.

Для предотвращения межпластовых флюидоперетоков, которые могут образоваться на начальной стадии твердения цемента, проектом предусматривается ускоренное формирование цементного камня и набор достаточной прочности в ранние сроки твердения. Добавка ускорителя обязательна для тампонажного раствора при цементировании кондуктора.

С целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечение плотного контакта цементного камня, как с поверхности обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется применение центраторов.

Для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, проектом рекомендуется использовать комбинированную буферную жидкость.

Данное мероприятие на стадии цементирования обеспечит реализацию требований регламента по охране недр.

Мероприятия по предупреждению коррозии крепления скважины

Коррозионная стойкость крепления скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих ее элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбраны облегченные и нормальные цементы, а также добавки: КМЦ, цемент, кальцинированная сода и т.д., которые обеспечивают получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования



обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение крепи скважины в интервале цементирования.

Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

Проектом на строительство скважин предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при вторичном вскрытии. Буровой раствор в обсадной колонне меняется на воду со специальными добавками. Уровень в колонне снижается на 150-170 метров. Производится перфорация на кабеле и вызов притока.

Освоение скважины будет производиться при оборудованном устье скважины надежным герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При пробной эксплуатации должен проводиться обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс будут обязательно включены исследования по своевременному выявлению скважин с негерметичными колоннами. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, будут проводиться специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника поступления и глубины залегания.

Во избежание потерь пластовой энергии предусматривается проводить регулярные замеры забойных давлений скважины, не допуская снижения давления ниже давления насыщения нефти газом.

После окончания бурения, освоения (испытания) скважины и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с нормативными требованиями.



11. ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355, с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.), порядок обеспечения промышленной безопасности и охраны труда для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности должны являться одним из оснований при проектировании и строительстве скважин.

Для соблюдения всех необходимых требований по промышленной безопасности необходимо:

- создание и внедрение безопасных технологических процессов и условий труда, исключающих несчастные случаи и профессиональные заболевания;
- облегчение трудовых процессов путем их механизации, автоматизации, внедрения систем блокировок и защитных средств;
- разработка правил и нормативов в производство и ежедневный надзор за безопасным выполнением всех работ и технологических процессов;
- обучение руководящих, инженерно-технических кадров и рабочих правилам и нормативам по охране труда и технике безопасности;
- изучение всех факторов, влияющих на возникновение несчастных случаев и профессиональных заболеваний, и разработка мероприятий по их устранению.

11.1 Правила техники безопасности

До начала строительства скважины территория площадки бурения должна быть обустроена подъездными путями для проезда автотранспорта и спецтехники в любое время года.

Все грузоподъемные и погрузочно-разгрузочные работы выполняются под руководством ответственного лица. Площадки для погрузки и разгрузки не должны быть загромождены и должны обеспечивать свободное передвижение транспорта по территории площадки.

Все эксплуатируемое оборудование должно иметь технические паспорта. Буровая установка должна подвергаться детальному осмотру ежедневно и перед спуском обсадной колонны, перед работами по натяжению и расхаживанию колонны, после ветра силой 6 баллов в открытой местности и 8 баллов в закрытой местности и после нефтегазопроявлений.

На каждой площадке необходимо вести журнал, куда заносятся все обнаруженные в ходе технологического процесса недостатки по технике безопасности, меры по их устранению и комплект инструкций по эксплуатации всего оборудования и механизмов.

На производственной площадке должен содержаться запас доброкачественной глины, утяжелителей и химических реагентов, необходимых для приготовления бурового раствора. Причем запас сыпучих материалов должен в 2 раза превышать максимальный объем скважины.

В случае протекания нагнетательного шланга и просачивания бурового раствора на поверхность необходимо остановить буровые операции, т.к. любые ремонтные работы во время бурения запрещены.



При начале бурения и крепления скважины буровая вышка должна осматриваться каждую смену, проверяться работа инструментов, защитных средств, предохранительных клапанов, механизмов и контрольно-измерительных приборов.

Вокруг каждого элемента блока приготовления и очистки бурового раствора необходимо устраивать настил с трапами, переходными мостками и перилами.

Для начала буровых операций необходимо иметь в наличии технический проект на строительство скважины, ГТН, наряд на производство буровых работ, монтажную схему бурового оборудования, инженерных сетей и коммуникаций. Ввод в эксплуатацию бурового станка осуществляется после полной готовности, испытания, обкатки оборудования.

Запуск двигателей буровых станков разрешается только после установки ограждения и пуске предупредительного сигнала. На территории ограждения во время проведения работ присутствие людей запрещено.

Подготовка ствола скважины к креплению производится в соответствии с планом и приложенными к нему расчетами колонн, коэффициентов запаса прочности колонны, расчета цементирования колонны, анализа цемента.

Для любой скважины для проведения испытания и освоения составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы, и назначаются ответственные лица за выполнение.

11.2 Охрана труда и техники безопасности при проведении работ

Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов.

Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации, открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка будет обеспечена противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долгосрочные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях будет согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

Меры по охране окружающей среды

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;



- обеспечение прогнозных данных Казгидромета;
- внедрение комплексной системы управления безопасностью и качеством (КСУБК);
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- отверждение отходов в передвижных емкостях с последующей утилизацией.

11.3 Правила пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров на буровых площадках являются:

- неосторожное обращение с огнем во время проведения сварочных работ;
- работа на неисправном электрогазосварочном оборудовании;
- нарушения правил безопасности при монтаже пожароопасного технологического оборудования;
- самовоспламенение горючих веществ при неправильном их хранении;
- загрязненность и захламленность территории строительными материалами и т.д.;
- выделение газа из промывочной жидкости, поступающей из скважины.

Поэтому основным средством по предупреждению пожаров является инструктаж работающих и точное соблюдение правил и требований пожарной безопасности.

Выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания выводят на расстояния не менее 15 м от устья скважины, оборудуют глушителями и искрогасителями. Склад ГСМ должен располагаться не ближе 40 м от буровой, а топливопровод оборудуют задвижкой или запорным двигателем.

Не разрешается хранение топливных ресурсов и обтирочного материала внутри машинного помещения. В зимний период необходимо принимать меры против замерзания топлива.

Для обеспечения тушения пожаров буровые бригады обеспечиваются пожарным инвентарем и подручными средствами: ломы, баграми, ящиками с песком, ведрами, брезентовыми покрывалами, пожарными рукавами, помпами и огнетушителями. Пожарный инвентарь должен храниться на пожарных щитах, и окрашиваться в красный цвет. На территории площадки необходимо наличие противопожарного запаса воды в объеме 40 м³.

11.4 Мероприятия по охране здоровья, труда и окружающей среды

Охрана здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС) являются важнейшими аспектами в работе.

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие



персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Полевой лагерь должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть уделено заземлению, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств



остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Жилища должны быть устроены таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и каждодневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обозреваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ, персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие/идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки/инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.



Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли для того, чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте. Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения лагеря должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.



12. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

Экологические риски принято оценивать как вероятность наступления неблагоприятного с точки зрения воздействия на ОПС события (количественная мера опасности). В таком случае величина экологического риска будет выражена в долях единицы или в процентах вероятности.

Для экономической оценки экологических рисков (определения эколого-экономического риска) используются показатели ущерба ОПС. При этом значение риска будет определяться произведением показателя вероятности неблагоприятного события и экономического ущерба от его наступления, а оценка риска выражается в денежных единицах. Понятие ущерба связывается с ухудшением состояния или даже гибелью объекта (элемента ОС), которые характеризуются определенным размером потерь. В связи с этим принято все предприятия делить на три группы опасности для ОС:

- функционирующие с риском, полностью приемлемым для ОС (малоопасные предприятия);
- функционирующие с риском, приемлемым частично для ОС (опасные предприятия);
- функционирующие с риском, полностью неприемлемым для ОС (особо опасные предприятия).

Эколого-экономические риски определяются как риски экономических потерь, ущербов, которые могут возникать вследствие ухудшения состояния (качества) ОС (экологических нарушений). Состояние (качество) компонентов ОС в первом приближении может быть определено с помощью критериев оценки экологической обстановки для выявления зон ЧС и экологического бедствия.

Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Анализ и оценка степени риска

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и окружающей среде, называемого *обеспечением промышленной безопасности*.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины на предприятии;
- производственного объекта (буровой);



12. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;

- проведение организационно-технических мероприятий и др.

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невозможный ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 12.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ 10^{-2}	A	A	B	C
Возможный отказ $10^{-3}-10^{-4}$	A	B	B	C
Редкий отказ $10^{-4}-10^{-6}$	A	B	C	D
Невероятный отказ < 10^{-6}	B	C	C	D

На основе анализа, в таблице 12.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 500 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 12.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Эксплуатационное бурение



12. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{\text{ав}} = P_{\text{т}} \times N_{\text{скв}} \times L / 1000,$$

где: $P_{\text{т}}$ - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$N_{\text{скв}}$ - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

В общем виде степень риска для источника загрязнения [28] определяется по формуле:

$$R = \sum Qi * Di * Ei * Pi * Ki * Ci$$

где: R - стоимостная оценка риска, млн руб./год; i - источник ЗВ; Q - объем выброса, т/год; D - характеристика распространения загрязнений; E - модель экспозиции загрязнений на людей и экологические объекты (кратность ПДК во временных координатах); P - демографический фактор; K - вероятность события или вероятность поражения объекта; C - стоимостный эквивалент события: стоимость загрязнения питьевой воды (м^3), почвы (га), человека (стоимость лечения или жизни и т.д.).

В качестве коэффициентов вероятности события рекомендовано [29] использовать следующие величины:

- вероятность аварии при бурении скважины с выбросом пластового флюида, равная $9 * 10^{-4}$ скв./ год (выборка статистических данных);

- вероятность поражения человека при воздействии токсиканта при $C/\text{ПДК} = 1$, равная 10^{-5} чел./ год (результаты экспертных оценок: *Wilgon R. Analysis the Daily Risk Life// Technology Review. February, 1979. P.45*).

Величина $Qi * Di * Ei$ определяется с помощью применяемых в практике подразделений Минприроды физико-математических моделей распространения веществ в приземном слое воздуха (ЭФИР и др). Поле концентраций токсиканта $C/\text{ПДК} > 1$ разбивается на зоны с различными кратными значениями ПДК и определяется число людей, находящихся в каждой зоне (Pi).

Цикл строительства скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть: выявление опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду. Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.



Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин. Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На втором этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;
- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами Госгортехнадзора, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.).

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;



- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяют исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан предварительный анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

12.1 Виды аварийных ситуаций, их причины и меры их предупреждения

Авариями в процессе строительства скважины называют нарушения технологического процесса проводки скважины, вызываемой потерей подвижности труб или их поломкой с оставлением в скважинах элементов колонны труб, различных предметов, инструментов, для удаления которых требуется специальные трубы.

В зависимости от причин их возникновения аварийные ситуации классифицируют на следующие виды:



- аварии с бурильными трубами – оставление в скважине частей бурильных колонн (переводники, муфты, замки, калибраторы, центраторы, стабилизаторы);
- прихваты колонн бурильных и обсадных труб – заклинивание их в стволе скважины, прижатие труб к стенкам под действием перепада давления в стволе или пласте, при образовании сальников, обвалах и осыпях;
- аварии с долотами – оставление в скважине долота, расширителя или их частей;
- аварии с обсадными колоннами – обмыв труб в резьбовых соединениях и по телу трубы;
- аварии вследствие неудачного цементирования – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефте-, газо-, водопроявления (фонтаны).

Наиболее частыми аварийными случаями, встречающимися на практике, являются аварии с бурильными трубами. Одной из основных причин являются – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах при разностенности труб, наличие внутренних напряжений в трубах и дефектах резьбового соединения. Наибольшее количество аварий с бурильными трубами связано с разъеданием резьбового соединения буровым раствором.

Основными мерами, направленными на предупреждение аварий с бурильными трубами являются:

- организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;
- технически правильный монтаж замков и труб, подбору замков к трубам по натягу, и принудительном закреплении замка в подогретом состоянии;
- профилактическая проверка всех труб после окончания буровых работ путем замера, осмотра испытания;
- использование предохранительных колпаков и колец для резьбы замков;
- применение устройств, обеспечивающих снижение вибрации бурильных труб;
- снабжение буровых специальными смазками.

В бурении для подъема колонны труб из скважины часто требуется приложить усилие, превышающее вес самой колонны. Иногда для сдвига колонны с места и подъема необходимо усилие, близкое к предельному, допускаемому прочностью труб или даже превышающего его. Это происходит в результате затяжек колонны, называемых прихватами. Прихват – осложнение, вызванное нарушением технологии бурения или недостаточно правильным учетом особенностей геологического строения. Пытаясь устранить прихват, часто прилагают усилие, при котором колонна обрывается. Прихват осложняется аварией. Для избежания и предупреждения затяжек и прихватов необходимо добавлять в буровой раствор вещества, обладающие повышенной смазывающей способностью, понижать избыточное давление в скважине, предотвращать желобообразования и тщательно очищать раствор и уменьшать липкость фильтрационных корок.

Возникновение осыпей и обвалов пород и сужение стволов проявляется в повышении давления в нагнетательной линии насосов при промывке, выносе на



поверхность большого количества песка и крупных обломков пород, значительном увеличении усилия, затрачиваемого для приподнимания колонны труб. Одна из причин осложнений – изменение напряженного состояния в породе. Осыпи и обвалы появляются при резком уменьшении давления раствора на стенки скважины при газонефтяном выбросе и при опробовании пласта. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами.

В случае наличия в горной породе раскрытых трещин, каналов и превышения бурового раствора на стенки скважины над пластовым давлением происходит поглощение раствора. Причинами возникновения данной ситуации может быть высокое гидродинамическое давление, возникающее при промывке скважины и обусловленное большой скоростью течения, небольшим зазором между колонной труб и стенкой скважины, при спуске колонны с большой скоростью.

Для устранения поглощения промывочной жидкости применяют следующие меры:

- уменьшение плотности бурового раствора;
- снижение скорости течения бурового раствора в затрубном пространстве;
- задавливание в пласт раствора с высоким предельным статическим напряжением сдвига и быстрым темпом структурообразования и оставление скважины в покое на несколько часов;
- добавление волокнистых и гранулированных материалов для закупорки ими трещин;
- бурение без выхода циркуляции с ориентацией на то, что выбуренные частицы постепенно заполняют трещины и каналы пласта;
- намывание инертных крупнозернистых материалов (гравий, песок);
- перекрытие зоны поглощения обсадными трубами.

Если пластовое давление хотя бы в одном из горизонтов превышает давление, создаваемое буровым раствором, может возникнуть приток жидкости в скважину. Приток может также наблюдаться при недостаточной дегазации раствора, при понижении уровня раствора в скважине. Газ проникает в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно интенсивно этот процесс происходит при длительных остановках буровых работ. При циркуляции буровой раствор выносит пузырьки газа на поверхность. Находясь на забое скважины давление на пузырьки газа довольно высокое, отчего их размеры чрезвычайно малы. Однако по мере приближения к устью скважины давление на них уменьшается, и размеры пузырьков увеличиваются. Часть бурового раствора выбрасываются, давление на стенки скважины понижается, что приводит к открытому фонтанированию. Подобные проявления приводят к порче оборудования, остановки буровых операций, возможны взрывы и пожары.

Во избежание нефте-, газо-, водопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- вести постоянное наблюдение за качеством бурового раствора;
- использовать буровой раствор с небольшой водоотдачей, возможно меньшим статическим напряжением сдвига;



- повышать плотность раствора до уровня, необходимого для поддержания небольшого избытка давления в скважине над пластовым, но меньше того, при котором начинается разрыв пород и поглощение раствора;
- дегазировать буровой раствор, выходящий из скважины и при необходимости менять на раствор с большей плотностью;
- регулировать уровень раствора так, чтобы он находился всегда у устья;
- не оставлять скважину на длительное время без промывки.

При возникшем неуправляемом фонтанировании необходимо, прежде всего, герметизировать устье скважины, канал бурильных труб и информировать руководство. Работы по ликвидации нефте-, газопроявлений должны проводиться по специализированному плану, разработанному до начала ведения работ. В случае начала открытого фонтанирования буровая должна быть обесточена, произведена полная установка двигателей. На территории ведения работ необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить ДВС, движение транспорта, принять меры по сбору изливающейся жидкости.

12.2 Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидации прихватов – весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и несчастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварий бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия – руководителя участка или разведки, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварий, но не позднее чем через 5 дней с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварий, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварий необходимо выполнять быстро и организованно, чем дольше находится инструмент в скважине, тем труднее его извлечь. При ликвидации аварий в скважине допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. При проведении работ по ликвидации аварий на площадке необходимо руководствоваться, прежде всего, «Правилами техники безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан» и «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». С целью предупреждения аварийных ситуаций необходимо перед началом ведения основных технологических операций провести инструктаж членов бригады по ликвидации аварий. Кроме того, периодически проводить учебные тревоги.

12.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;



- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При газопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурительных трубах при закрытой скважине);

- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;

- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок, для чего углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны, о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурительную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- установить интенсивность проявления газа в процессе бурения и промывок в буровом растворе. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется;

- долив скважины при подъеме бурительной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;

- подъем и спуск бурительной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;

- не следует проводить кратковременные промежуточные промывки при наличии газированных забойных пачек;

- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурительной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост;

- о замеченных признаках газо-, нефте-, водопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.



Выводы

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями.

В течение последних десятилетий геолого-технические службы ежегодно рассматривают реальные геологические условия месторождений, на которых ведутся работы по бурению скважин, с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.



13. РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

13.1 Оценка радиационной обстановки в районе ведения работ

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

Основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- *принцип нормирования* – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- *принцип обоснования* - запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;
- *принцип оптимизации* - поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- *принцип аварийной оптимизации* - форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

В настоящее время используются следующие единицы измерения радиоактивности:

- мкР/Час - микрорентген в час, мощность экспозиционной дозы (МЭД) рентгеновского или гамма-излучения, миллионная доля единицы радиоактивности - 1 Рентген в час; за 1 час облучения с МЭД равной 1000 мкР/Час человек получает дозу, равную 1000 мкР или 1 миллирентгену;
- мЗв - миллизиверт; эквивалентная доза поглощенного излучения, тысячная доля Зиверта. 1 Зиверт = 1 Джоуль на 1 кг биологической ткани и условно сопоставим с дозой, равной 100 Рентген в час;
- Бк - Беккерель; единица активности источника излучения, равная 1 распаду в секунду;
- Кюри - единица активности, равная $3,7 \cdot 10^{10}$ распадов в секунду (эквивалентно активности 1 грамма радия, создающего на расстоянии 1 см мощность дозы 8400 Рентген в час).

При оценке радиационной ситуации использованы существующие нормативные документы:

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.
- Гигиенические нормативы "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155).

Таблица 13.1- Критерии оценки радиационного состояния окружающей среды

Критерий	Допустимые пределы и уровни	Регламентирующий
----------	-----------------------------	------------------



Эффективная доза А	1 мЗв/год - население	Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155)
	5мЗв/год- персонал группы Б	
	20 мЗв/год- персонал группы А	
Уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД)	2,5 мкЗв/ч- на рабочих местах персонала группы Б	Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля
Суммарная удельная активность альфа излучающих радионуклидов в почвах	Естественный фон +1200 Бк/кг- в пределах СЗЗ действующих промплощадок	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020)
	7400 Бк/кг	
	Естественный фон +15000 Бк/кг для территории действующих полигонов ПСВ	
Уровень вмешательства для воздуха: допустимая объемная активность по радону и его дочерних продуктов распада (ДОА):	310 Бк/м ³ для персонала группы Б	Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155)

В качестве основного критерия оценки радиозоологического состояния принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения 60 мкР/Час, создающий дозовые нагрузки более 5 мЗв/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 мЗв/год регламентирована также.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учитывать возможность использования их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к обеспечению радиационной безопасности» эффективная удельная активность природных образований, используемых в строительных материалах, а также отходов промышленных производств не должна превышать:

- для материалов, используемых для строительства жилых и общественных зданий (1 класс) – 370 Бк/кг или 20 мкР/Час;
- для материалов, используемых в дорожном строительстве в пределах населенных пунктов и зон перспективной застройки, а также при возведении производственных сооружений (2 класс) – 740 Бк/кг или 40 мкР/Час;
- для материалов, используемых в дорожном строительстве вне населенных



пунктов (3 класс) – 1350 Бк/кг или 80 мкР/Час;

– при эффективной удельной активности больше 1350 Бк/кг использование материалов в строительстве запрещено.

Первоочередной задачей различных радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, могущей привести к радиоактивному загрязнению.

Радиационные аварии являются чрезвычайными ситуациями. Возможность радиационной аварии обуславливает необходимость обязательного учета Закона «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера».

Контроль над санитарно-гигиеническим состоянием производственных объектов и используемыми источниками ионизирующего излучения осуществляют органы Государственной санитарно-эпидемиологической службы.

13.2. Типы радиационного загрязнения

Сформировавшееся радиационное загрязнение в местах нефтедобычи Западного Казахстана и Мангистауского региона в частности, по характеру образования, можно подразделить на пять основных типов. Ниже приведены основные характеристики типов радиационного загрязнения:

Первый тип - сбросы нефтесодержащих вод на «поля испарения», нефтяные амбары. Данный тип формирования радиационного загрязнения представлен участками загрязненного («замазученного») грунта - нефтью, нефтешламом и радиоактивными растворами пластовых вод, образованными в результате их сброса при бурении скважин, планово-предупредительных ремонтах оборудования, аварийных порывах участков систем технологических нефтепроводов и водяных напорных коллекторов.

Радиоактивные загрязнения данного типа со значительным по площади загрязнением грунта распространены, преимущественно, на месторождениях конечных и средних стадий разработки, где имели место многократные сбросы пластовых вод.

Второй тип - скопления нефтешлама, ржавчины, солей; отработанные наполнители фильтров обратной закачки пластовых вод. По данным проведенных исследований пластовых вод установлено, что при нагревании пластовой воды до +40 °С - +60 °С из нее выпадает маслянистый осадок темно-бурого цвета в виде нефтешлама, который сорбирует природные радиоактивные элементы.

Нефтешлам скапливается на внутренних стенках насосно-компрессорных труб, днищах и стенках сборных емкостей, резервуаров, замерных установок, нефтепроводов, водяных напорных коллекторов, печей подогрева нефти и другого технологического оборудования.

Третий тип - металлоотходы. К данному типу относятся производственные металлоотходы - обрезки труб, листовой металл, перегородки печей подогрева нефти, буровые и насосно-компрессорные трубы, ёмкости, установки дозирующих отстойников и другое оборудование, имевшее контакт с нефтью и пластовыми водами.

Четвёртый тип - действующее технологическое оборудование на месторождениях, трубопроводы. На всех участках нефтедобычи, преимущественно средних и конечных стадий разработки, действующее технологическое оборудование, трубопроводы загрязнены природными радионуклидами. Характер загрязнения тот же, что



и в третьем типе радиационного загрязнения, источник - пластовые воды, циркулирующие вместе с нефтью.

Нефтяные и газовые промыслы являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории. В результате доставки на поверхность вместе с нефтью и газом солей таких элементов, как радий и торий, загрязняются обширные территории в районе нефтяных месторождений. Соли радия могут быть обнаружены в отложениях на внутренних поверхностях насосов, нефтепроводов и емкостей для хранения нефти.

По данным специализированных радиоэкологических исследований, контрактная территория приурочена к провинции с широким распространением подземных вод с повышенными содержаниями радионуклидов.

Результаты радиологических исследований, проведенных на нефтепромыслах Мангистауской области, показали, что почти на всех имеются аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, выходящих на поверхность при проведении буровых работ.

Однако, поскольку все природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов, их накопление в нефти, газе, газовом конденсате, пластовых водах и их коллекторах является естественным геохимическим процессом. В этой связи нефть, газоконденсат, пластовые воды газонефтяных горизонтов необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

На объект недропользования по добыче твердого топлива при отводе земельного участка и при эксплуатации твердого топлива населением выдается санитарно-эпидемиологическое заключение в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса РК "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 7 июля 2020 года № 360-VI ЗРК.

Предприятие до начала разработки месторождения топливно-энергетического сырья получает санитарно-эпидемиологическое заключение о степени его радиационной опасности и условиях использования материалов в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса.

Для обеспечения радиационной безопасности населения и работников организаций и планирования видов и объема радиационного контроля при обращении с материалами с повышенным содержанием природных радионуклидов вводится следующая их классификация:

- 1) I класс: $A_{эфф} \leq 740$ Бк/кг
- 2) II класс: $0,74 < A_{эфф} \leq 1,5$ кБк/кг
- 3) III класс: $1,5 < A_{эфф} \leq 4,0$ кБк/кг
- 4) IV класс: $A_{эфф} > 4,0$ кБк/кг

Обращение с материалами I класса в производственных условиях осуществляется без каких-либо ограничений. При работе с материалами II, III, IV класса выдается санитарно-эпидемиологическое заключение, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса.

13.3 Оценка радиоэкологической ситуации

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района.



Однако, вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать, как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Критериями оценки радиационного состояния объектов в данной работе приняты следующие градации:

1. «В пределах допустимого уровня». Величина МЭД внешнего облучения не превышает уровень вмешательства, установленный в Санитарных правилах «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020) равный 0,5 мкЗв/час на высоте 1 м от источника излучения.

2. «Превышает уровень вмешательства». Величина МЭД внешнего облучения на поверхности оборудования превышает величину 0,5 мкЗв/час, но ниже 5 мкЗв/час.

3. «Радиоактивное загрязнение». Значимое радиоактивное загрязнение, уровень МЭД превышает величину 5 мкЗв/час. Исходя из среднего времени работы персонала на таких объектах в год (2048 часа), при данных уровнях МЭД может быть превышена годовая доза по внешнему облучению, установленная в Санитарных правилах «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв. Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Современная радиологическая ситуация на территории месторождения Каражанбас обусловлена сочетанием природных и антропогенных факторов. Ведущее значение в формировании радиологической ситуации на участке принадлежит природному распределению радиоактивных элементов.

Работы по строительству и эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Каражанбас предусматривается проводить в строгом соответствии с СП 2.6.6.1168-02 «Санитарными правилами обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)» и Гигиеническим нормативам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155, согласно которым необходимо:

- вокруг территорий проектируемых объектов обозначить санитарно-защитную зону и наблюдательные зоны;
- обеспечить ежемесячный контроль за радиоактивной загрязненностью оборудования проектируемых объектов, насосно-компрессорных труб, продуктопровода, водоводов.

Предельная доза облучения для персонала группы В (как непосредственно не работающих с источником ионизирующего излучения, но по размещению их рабочих мест могут подвергнуться воздействию радиоактивных веществ) составляет 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на проектируемых объектах включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- удельная альфа-активность;



- удельная бета-активность;
- эффективная удельная активность;
- исследование флоры участков техногенного воздействия.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследований позволят принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации скважин.

13.4 Мероприятия по радиационной безопасности

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по эксплуатации месторождения предусматривается проводить в строгом соответствии с Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155).

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фона на территории скважин.
2. Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Согласно данной инструкции необходимо:

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с Департаментом по защите прав потребителей Мангистауской области, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;

- отходы с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;

- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.



Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 155).

Обобщение и анализ результатов работ по радиационной обстановке на нефтепромыслах позволил выявить ряд закономерностей, что основными причинами радиоактивного загрязнения, связанного с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти или пластовой воды являются:

- сбросы углеводородосодержащих пластовых вод на поля испарения;
- скопление ржавчины, солей, отработанные накопители фильтров;
- металлоотходы;
- действующее оборудование.

Основная масса радиоактивного площадного загрязнения связана:

- с наличием пластовых вод в отходах бурения;
- с поступлением пластовых вод на поверхность почвы.

Основной вид воздействия этого загрязнения на население – через ветровой перенос пыли, поверхностный и подземный сток воды, выпас домашних животных на загрязненной территории и нахождение там человека.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения: МЭД (по гамма-излучателям); удельная альфа-активность; удельная бета-активность; эффективная удельная активность; исследование флоры участков техногенного воздействия.

13.5 Рекомендации по снижению радиационного риска

Работы по эксплуатации проектируемых объектов предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами и Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».



Предусмотренные проектом меры по обеспечению радиационной безопасности целесообразно дополнить отдельными видами наблюдений и контроля.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места и средства транспортировки газа, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с газом места утечки газа.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти заводимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследования позволяют принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации проектируемых объектов.

13.6 Радиационное воздействие

По предварительным данным в период проведения проектируемых работ, при условии соблюдения требований радиационной безопасности, строительство и эксплуатация проектируемых объектов на месторождении Каражанбас *не окажут радиационного воздействия на окружающую среду.*



14. ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ШУМ. ВИБРАЦИЯ. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВОЛНЫ

Производственная и другая деятельность человека приводит не только к химическому загрязнению биосферы. Все возрастающую роль в общем потоке негативных антропогенных воздействий приобретает влияние физических факторов на биосферу. Последнее связано с изменением физических параметров окружающей среды, то есть с их отклонением от параметров естественного фона. В настоящее время наибольшее внимание привлекают изменения электромагнитных и вибро-акустических условий в зоне промышленных объектов.

Производственный шум

Нормативные документы устанавливают определенные требования к методам измерений и расчетов интенсивности шума в местах нахождения людей, допустимую интенсивность фактора и зависимость интенсивности от продолжительности воздействия шума. В соответствии с нормами для рабочих мест, в производственных помещениях считается допустимой шумовая нагрузка 80дБ.

Уровни шума должны быть рассмотрены исходя из следующих критериев:

- Защита слуха.
- Помехи для речевого общения и для работы.

Шум от автотранспорта

Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ 19358-85. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5т создают уровень звука – 89 дБ(А); грузовые –дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше – 91 дБ(А).

В настоящее время средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ(А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении строительных работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80 дБ(А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Снижение звукового давления на производственном участке может быть достигнуто при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся: оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; снижение звуковой нагрузки в вахтовом поселке; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг дизель электростанции в вахтовом поселке; оптимизация работы технологического оборудования, буровых установок, использование звукопоглощающих материалов и индивидуальных средств защиты от шума.

Однако уже на расстоянии нескольких сотен метров источники шума не оказывают негативного воздействия на население и обслуживающий персонал.



Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитных полей являются атмосферное электричество, космические лучи, излучение солнца, а также искусственные источники: различные генераторы, трансформаторы, антенны, лазерные установки, микроволновые печи, мониторы компьютеров и т.д. На предприятиях источниками электромагнитных полей промышленной частоты являются высоковольтные линии электропередач (ЛЭП), измерительные приборы, устройства защиты и автоматики, соединительные шины и др.

Требования к условиям труда работающих, подвергающихся в процессе трудовой деятельности воздействиям непрерывных магнитных полей (МП) частотой 50 Гц устанавливаются нормативным документом «Санитарно-эпидемиологические требования к радиотехническим объектам» (Постановление Правительства Республики Казахстан от 15 ноября 2011 года № 1341).

Оценка воздействия МП на человека производится на основании двух параметров - интенсивности и времени (продолжительности) воздействия.

Интенсивность воздействия МП определяется напряженностью (Н) или магнитной индукцией (В) (их эффективными значениями). Напряженность МП выражается в А/м (кратная величина кА/м); магнитная индукция в Тл (дольные величины мТл, мкТл, нТл). Индукция и напряженность МП связаны следующим соотношением:

$$B = \mu_0 \cdot H, \text{ где}$$

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная. Если В измеряется в мкТл, то $1 \text{ (А/м)} \approx 1,25 \text{ (мкТл)}$.

Продолжительность воздействия (Т) измеряется в часах (ч).

Предельно допустимые уровни (ПДУ) МП устанавливаются в зависимости от времени пребывания персонала для условий общего (на все тело) и локального (на конечности) воздействия.

Таблица 14.1 Допустимые уровни МП

Время пребывания (ч)	Допустимые уровни МП, Н(А/м)/В(мкТл)	
	в общем	в локальном
≤ 1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Обеспечение защиты работающих от неблагоприятного влияния МП осуществляется путем проведения организационных и технических мероприятий.

Для воздушных линий электропередачи (ЛЭП) устанавливаются защитные зоны, размеры которых в зависимости от напряжения ЛЭП составляют:

Таблица 14.2 Размеры охранных зон для ЛЭП

Напряжение, кВ	<20	35	110	150-220	330-500	750	1150
Размер охранной зоны, м	10	15	20	25	30	40	55

Указанные расстояния считаются в обе стороны ЛЭП от проекции крайних проводов.

В пределах защитных зон от электромагнитного загрязнения запрещается:

- размещать жилые и общественные здания, площадки для стоянки и остановки всех видов транспорта, машин и механизмов, предприятия по обслуживанию автомобилей, склады нефти и нефтепродуктов, автозаправочные станции;



- устраивать всякого рода свалки;
 - устраивать спортивные площадки, площадки для игр, стадионы, рынки, проводить любые мероприятия, связанные с большим скоплением людей, не занятых выполнением разрешенных в установленном порядке работ.

Используемые проектом электрические установки, устройства и электрические коммуникации, а также предусмотренные организационно-технические мероприятия обеспечивают необходимые допустимые уровни воздействия электромагнитных излучений на работающих.

Вибрации

Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов.

В зависимости от источника возникновения выделяют три категории вибрации: - транспортная; - транспортно – технологическая; - технологическая.

Минимизация вибраций в источнике производится на этапе проектирования, и в период эксплуатации. При выборе машин и оборудования для проектируемого объекта, следует отдавать предпочтение кинематическим и технологическим схемам, которые исключают или максимально снижают динамику процессов, вызываемых ударами, резкими ускорениями и т.д. Также для снижения вибрации необходимо устранение резонансных режимов работы оборудования, то есть выбор режима работы при тщательном учете собственных частот машин и механизмов.

В целом возможное физическое воздействие на окружающую среду в процессе работ, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить следующим образом:

- *пространственный масштаб воздействия – локальный (1 балл);*
- *временной масштаб – многолетний (4 балла);*
- *интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3 балла).*

Интегральная оценка выражается 12 баллами – масштаб воздействия средний.

Таблица 14.3 - Предварительная оценка физического воздействия

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		



15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

На каждом предприятии разрабатывается Программа производственного экологического контроля. Программа ПЭК на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

Разработка программы производственного экологического контроля осуществляется в соответствии с «Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля», утвержденными Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 14 июля 2021 г. №250, а также требованиям статьи 185 ЭК РК.

Для выполнения мониторинговых работ привлекаются организации и лаборатории, оснащенные современным оборудованием, методиками измерений, большим опытом выполнения подобных работ, имеющие соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

Контроль за источниками выбросов проводится в соответствии с «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы», РНД 211.3.01.06-97.

Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: департаментом экологии, органами санэпиднадзора.

Контроль за соблюдением нормативов НДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

Контроль за выбросами передвижных источников загрязнения атмосферы в период строительства сводится к контролю своевременного прохождения техосмотра автотранспорта и строительной спецтехники, а также к контролю упорядоченного



движения их по площадке строительства. Остальные источники контролируются 1 раз в период работ.

Основными целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, количественных и качественных показателей состояния окружающей среды, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользования на окружающую среду и здоровье человека;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды;
- учет экологических рисков при инвестировании и кредитовании.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий и их изменением. Выбор точек измерений обуславливается расположением конкретных источников загрязнения ОС.

Мониторинг воздействия предусматривает наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды для выявления изменений, связанных с проведением работ, сбросами и выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду.

Производственный экологический контроль включает проведение производственного мониторинга и внутренних проверок, в ходе которых осуществляется:

- наблюдение за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием производственной деятельности;
- проверка выполнения планов и мероприятий по охране окружающей среды, воспроизводству и рациональному использованию природных ресурсов;
- проверка соблюдения законодательства об охране окружающей среды, нормативов ее качества и экологических требований (включая производственный мониторинг, учет, отчетность, документирование результатов);
- устранение выявленных несоответствий в области охраны окружающей среды.
- оценку фактического состояния среды;
- прогноз состояния окружающей природной среды и оценку прогнозируемого состояния.

Результатом проведения производственного экологического контроля и мониторинга является обеспечение достоверной информации о воздействии предприятия на компоненты окружающей среды и возможных их изменениях при осуществлении производственной деятельности.



АО «Каражанбасмунай» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

В связи с тем, что в период строительства продолжительность действия источников выбросов загрязняющих веществ имеет кратковременный характер, контроль над соблюдением установленных величин НДС предусматривается расчетным методом.

Проектируемая система экологического мониторинга при реализации «Проекта разработки месторождения Каражанбас» должна быть взаимосвязана с действующей системой мониторинга состояния природной среды на рассматриваемой территории и стать составной его частью. На этапе эксплуатации проектируемых объектов мониторинг атмосферного воздуха будет проводиться в общем комплексе мониторинговых исследований на месторождении Каражанбас в рамках Программы ПЭК.

15.1 Мониторинг атмосферного воздуха

Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, в районе прилегающей к объекту территорий и на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Организация контроля, размещение, количество постов, программа и сроки наблюдений проводятся согласно ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

Санитарно-гигиенической оценкой состояния атмосферного воздуха в районе источников выброса загрязняющих веществ являются их предельно-допустимые концентрации (ПДК) в воздухе. При превышении максимальной концентрации примеси значений ПДК, должны быть применены технологические и организационные мероприятия для снижения выбросов до допустимого уровня. Также мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух выполняется в целях контроля соблюдения установленных для источников выбросов нормативов ПДВ и разрешенных лимитов выбросов.

Все источники, выбрасывающие загрязняющие вещества, подлежащие контролю, делятся на две категории. Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз в год.

В 2021-2023 году мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории предприятия и на границе санитарно-защитной зоны согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля будет осуществляться на 12-ти контрольных точках.

Таблица 15.1- План-график мониторинга воздействия на атмосферный воздух на период 2021-2023 гг.

№ точки мониторинга атмосферного воздуха	Координаты WGS-84, °, ', "		Контролируемые вещества	Периодичность наблюдений	Сроки отбора проб	Кем осуществляется контроль
	N	E				
К -1	45°09'24.0"	51°17'04.8"	азота оксид, азота диоксид, серы диоксид,	Один раз в квартал	Через равные промежутки времени в	По договору подрядная организация
К -2	45°09'59.6"	51°23'13.4"				
К -3	45°04'25.5"	51°23'07.5"				



15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

№ точки мониторинга атмосферного воздуха	Координаты WGS-84, °, ', "		Контролируемые вещества	Периодичность наблюдений	Сроки отбора проб	Кем осуществляется контроль
	N	E				
К -4	45°06'15.4"	51°35'06.9"	углеводороды предельные (C ₁ -C ₅), углерода оксид, сажа (углерод чёрный), метилмеркаптан		течение суток, включая обязательные сроки – 7 час, 13 час, 19 час.	
К -5	45°08'25.7"	51°27'03.3"				
К -6	45°08'42.2"	51°24'41.1"				
К -7	45°08'13.0"	51°25'36.0"				
К -8	45°11'35.0"	51°17'18.9"				
К -9	45°06'29.4"	51°23'06.2"				
К -10	45°06'30.1"	51°24'12.7"				
К -11	45°05'06.5"	51°34'36.8"				
К -12	45°06'17.6"	51°18'47.0"				



Рисунок 15.1 - Карта-схема расположения контрольных точек (постов) мониторинга воздействия на атмосферный воздух месторождения Каражанбас

Также, согласно Проекта нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) планируются выезды на месторождение Каражанбас при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) в среднем 20 выездов за год с замерами на источниках (20 газопотребляющих установках) выбросов. Контролируемые вещества: азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, метан.

По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха в рамках программы ПЭК АО «Каражанбасмунай» за IV квартал 2020 года и в целом за 2020 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения Каражанбас, на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК.

Результаты проведения обследования состояния атмосферного воздуха оформляются в виде отчета, в котором описываются метеорологические и производственные условия, при которых осуществлялось обследование, данные фактических замеров с указанием сроков отбора, приводится анализ состояния атмосферного воздуха в контрольной точке, а в случае превышения нормативов качества атмосферного воздуха – причины превышения.



В составе настоящего проекта ПредОВОС было проведено моделирование рассеивания загрязняющих веществ, результаты которого не превышают нормативных предельно-допустимых концентраций на границе СЗЗ. Для оценки качества атмосферы в связи с выбросами запроектированных объектов не требуется организация дополнительной сети станций контроля. Контроль по запроектированным источникам выбросов будет включен в программу мониторинга после ввода объектов в эксплуатацию.

Таким образом, на период реализации проектных решений по строительству и вводу в эксплуатацию новых технологических объектов мониторинг атмосферного воздуха будет проводиться в общем комплексе существующих мониторинговых исследований, в частности, включая оценку качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Каражанбас.

15.2 Мониторинг качества водных ресурсов

Мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения на объектах АО «Каражанбасмунай».

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении «Каражанбас» сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- производственных сточных вод;
- попутно-пластовых и подтоварных вод;
- хозяйственно-бытовых вод.

Все производственные сточные воды, в которых содержатся нефтепродукты и попутно-пластовые воды закачиваются в нефтяные пласты для поддержания пластового давления. Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе бытовой деятельности, отводятся на Комплексы очистных сооружений КОС-1 или КОС-2.

Мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения включает:

- *операционный мониторинг* - наблюдения за эффективностью работы очистных сооружений сточных вод;
- *мониторинг эмиссий* - наблюдения за качеством сточных вод и их соответствия установленным нормам ПДС при отведении в приемник сточных вод - пруд-накопитель;
- *мониторинг воздействия* - наблюдения за качеством вод приемника сточных вод, пруда- накопителя для определения фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Все виды мониторинговых наблюдений осуществляются в соответствии с «Программой производственного мониторинга окружающей среды для объектов месторождения Каражанбас АО «Каражанбасмунай» на 2019-2020 гг.», в которой определены точки отбора, периодичность отбора проб и контролируемые параметры. *В рамках проекта увеличения гидронаблюдательной мониторинговой сети не предусматривается.*

Наблюдения за работой и эффективностью очистных сооружений

В ходе производственного процесса на объектах месторождения Каражанбас АО «Каражанбасмунай» образуются загрязненные хозяйственно-бытовые сточные воды, требующие очистки.

В состав Комплексов очистных сооружений (КОС) хозяйственно-бытовых сточных вод на месторождении Каражанбас входят:



* КОС-1 производительностью 720 м³/сут.;

* КОС-2 мощностью 300 м³/сут.

Работа очистных сооружений основана на методе полной биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод при помощи микроорганизмов активного ила.

В рамках операционного мониторинга контрольные наблюдения за составом поступающих на очистку сточных вод осуществляется 1 раз в квартал.

Точки отбора проб: основные распределительные узлы линии подачи сточных вод на очистные сооружения:

- точка S-1 – поступление (вход) на КОС-1;
- точка S-3 – поступление (вход) на КОС-2.

Контролируемые параметры: рН, взвешенные вещества, сухой остаток, азот аммонийный, нитритный и нитратный, сульфаты, хлориды, фосфаты, фенолы, нефтепродукты, СПАВ, железо общее, ХПК, БПК₅.

Организация наблюдений за количеством и качеством отводимых сточных вод

Наблюдения за составом и степенью загрязнения отводимых сточных вод осуществляются с целью охраны и рационального использования водных ресурсов, предотвращения загрязнения подземных вод в районе приемника сточных вод.

При утилизации сточных вод в приемник сточных вод - пруд-накопитель или подземные горизонты должно соблюдаться требование об обязательном учете водоотведения, что является условием регулирования водохозяйственного баланса, а также водонапорного режима поглощающих горизонтов в процессе поддержки пластового давления. На всех основных узлах сбора и распределения сточных вод установлены поверенные приборы учета отводимой и закачиваемой воды.

Критерии объема сброса загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами, определены местом их утилизации.

Сброс в пруд-накопитель. Критерии определены «Проектом нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ со сточными водами от объектов АО «Каражанбасмунай»».

Хозяйственно-бытовые сточные воды, отводимые в пруд-накопитель

Точки отбора проб – приемники очищенных сточных вод:

- точка S-2 – емкость очищенной воды (выход) для КОС-1;
- точка S-4 – емкость очищенной воды (выход) для КОС-2.

Периодичность отбора проб: отбор проб и анализ проб сточных вод – 1 раз в квартал.

Контролируемые параметры: перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в зависимости от их категории и должен полностью отражать состав сточных вод.

Для очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод, отводимых в пруд-накопитель – рН, взвешенные вещества, сухой остаток, азот аммонийный, нитритный и нитратный, сульфаты, хлориды, фосфаты, фенолы, нефтепродукты, СПАВ, железо общее, ХПК, БПК₅, колифаги, колииндекс.

Сточные воды, закачиваемые в подземные горизонты.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна отвечать установленным требованиям, приведенным ниже в соответствии с ГОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».



Кроме того, в соответствии с “Технологическим регламентом ЦППН”, для закачки применяются сточные воды, отвечающие следующим требованиям:

- закачиваемые воды должны быть очищены от механических примесей, взвесей;
- содержание механических примесей должно быть не более 40 мг/дм³;
- должны сохранять стабильность в пластовых условиях;
- не должны содержать примесей нефти более 50 мг/дм³;
- не должны снижать проницаемость пород продуктивного горизонта.

Точка отбора проб:

- точка S-5 – на выходе из КОС-2 до накопительной емкости для закачки смешанных хозяйственно-бытовых и производственных сточных вод в пласт.

Периодичность отбора проб: отбор проб на анализ контролируемых ингредиентов производится – 1 раз в квартал.

Мониторинг воздействия осуществляется с целью определения фоновое состояние приемника сточных вод – пруда-накопителя.

Точка отбора проб: точка S-6 – зеркало пруда-накопителя (у противоположного берега от сброса).

Контролируемые показатели – рН, взвешенные вещества, сухой остаток, азот аммонийный, нитритный и нитратный, сульфаты, хлориды, фосфаты, фенолы, нефтепродукты, СПАВ, железо общее, ХПК, БПК₅, колифаги, колииндекс.

Периодичность отбора проб: отбор проб и контрольный анализ пробы воды из пруда-накопителя производится – 1 раз в квартал.

По результатам химических анализов сточных вод, проведенных во втором квартале 2021 года, установлено, что по всем контролируемым ингредиентам не зафиксировано превышений установленных нормативов ПДС.

Наибольшая степень очистки отмечается по следующим контролируемым компонентам: КОС-1: фенолы – 98,1%, нефтепродукты – 93,3%, взвешенные вещества – 96,1%, БПК – 98,9%; КОС-2: взвешенные вещества – 95,9%, фенолы – 99,0%, азот аммонийный – 98,2%, нефтепродукты – 95,3%, СПАВ – 95,4.

Мониторинг прибрежной части Каспийского моря

В соответствии с Программой производственного экологического контроля для АО «Каражанбасмунай» на 2021-2023 гг. во втором квартале был проведен мониторинг состояния поверхностных вод и донных отложений в прибрежной части месторождения.

Наблюдения за состоянием поверхностных вод и донных отложений проводились по 7 точкам.

- морские воды - два раза в год, в весенний и осенний периоды;
- донные отложения - два раза в год, в весенний и осенний периоды;

Контролируемые показатели химического состава поверхностных вод и донных отложений приведены в таблице 15.2

Таблица 15.2- Контролируемые показатели при мониторинге прибрежной части Каспийского моря

№№ п/п	Компоненты	№№ п/п	Компоненты
Морские воды в прибрежной зоне Каспийского моря			
1	Водородный показатель	11	Нефтепродукты, суммарно
2	Сухой остаток	12	БПК ₅
3	Сульфаты	13	ХПК



15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

4	Хлориды	14	Железо
5	СПАВ	15	Медь
6	Фенолы	16	Никель
7	Фосфаты	17	Кобальт
8	Аммоний	18	Свинец
9	Нитриты	19	Цинк
10	Нитраты		
Донные отложения в прибрежной зоне Каспийского моря			
1	Нефтепродукты, суммарно	5	Никель
2	Железо	6	Кобальт
3	Медь	7	Цинк
4	Свинец		

По результатам проведенного мониторинга морских вод в прибрежной зоне Каспийского моря в рамках программы ПЭК АО «Каражанбасмунай» за 2 квартал 2021 года контролируемые показатели *не превысили предельно-допустимые концентрации*.

Результаты химических анализов, проведенные в четвертом квартале 2020 года, показали отсутствие в пробах донных отложений таких компонентов, как *меди, свинца, цинка, никеля и кобальта*.

Нормативы предельно-допустимых концентраций для донных отложений не разработаны. Таким образом, сравнения проводились между семью точками отбора проб, и в последующие периоды мониторинга будет прослеживаться динамика содержания контролируемых компонентов в донных отложениях.

15.3 Мониторинг почвенного покрова

Основными задачами почвенного обследования являются:

- Выявление загрязненных почв и определение причин загрязнения и (или) механического нарушения;
- Оценка экологических последствий загрязнения почвы;
- Реабилитация и контроль за восстановлением нарушенных почв.

Конечная цель обследования - разработка экологических требований к охране почв (включая предложения по изоляции и рекультивации нарушенных земель).

Оценка состояния почв осуществляется по результатам анализа направленности и интенсивности изменений, путем сравнения полученных показателей с нормативными показателями. Перед проведением работ необходимо проводить визуальное обследование территории месторождения. По результатам обследования необходимо производить отбор проб почвы в местах загрязненности почвы. Для достоверного исследования загрязненности территории месторождения необходим отбор проб почв по границе санитарно-защитной зоны объекта.

В соответствии с Программой экологического контроля мониторинговые наблюдения почвенного покрова на месторождении проводятся на 15-ти стационарных экологических площадках месторождений, размещение которых, относительно источников воздействия, обеспечивает объективную оценку влияния эксплуатации месторождения на почвенный покров.

Таблица 15.3- Координаты стационарных экологических площадок (СЭП)

Наименование СЭП	Местонахождение точки	Координаты WGS-84, °, ', "	
		N	E
СЭП-1	Крайняя западная часть месторождения	45°09'24.0"	51°17'04.8"
СЭП-2	Район ГЗУ-6ВГ и ПРЦЭО	45°08'39.3"	51°20'45.0"



15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

СЭП-3	Южная часть месторождения	45°06'18.8"	51°26'55.9"
СЭП-4	Восточная часть месторождения	45°06'15.9"	51°33'12.7"
СЭП-5	Северная часть месторождения	45°09'59.6"	51°23'13.4"
СЭП-6	В центре месторождения в районе ГЗУ-7ПТВ	45°07'47.1"	51°24'30.9"
СЭП-7	Северо-восточная часть месторождения	45°07'21.0"	51°32'59.9"
СЭП-8	Район 8 гидрогеологической скважины	45°07'40.3"	51°22'22.0"
СЭП-9	Территория, прилегающая к полигону отходов	45°08'42.2"	51°24'41.1"
СЭП-10	В 1000 м западнее полигона для размещения замазученного грунта	45°06'29.4"	51°23'06.2"
СЭП-11	В 800 м южнее полигона для размещения замазученного грунта	45°05'49.4"	51°23'47.0"
СЭП-12	В 500 м западнее АТС в районе жилой зоны вахтового поселка	45°11'51.5"	51°17'25.1"
СЭП-13	В краевой восточной части месторождения между скв. 5198 и 3637	45°05'06.4"	51°34'36.8"
СЭП-14	В краевой юго-западной части месторождения между скв.4018 и 4011	45°06'17.6"	51°18'47.0"
СЭП-15	В крайней западной части месторождения, 300 м восточнее от ликвидированной морской скважины 121	45°09'19.48"	51°20'19.80"

Периодичность наблюдений:

- за показателями общих физико-химических свойств – один раз в три года, учитывая, что последний раз наблюдения проводились в 2018 году, следующий срок выполнения этих работ – 2021 г.;

- за показателями химического загрязнения – два раза в год, весной и осенью. Весенний сезон – период наименьших концентраций загрязняющих веществ в годовом цикле, осенний (до выпадения осенних осадков) – период максимальных концентраций.

Контролируемые ингредиенты:

- суммарные нефтяные углеводороды;
- тяжелые металлы (As, Cd, Cu, Pb, Zn).

В 2-м квартале 2021 года как показали результаты исследований, состояние почвы в точках по химическим, микробиологическим и радиологическим показателям находится в пределах нормы либо вообще не обнаружены.

В дальнейшем при эксплуатации проектируемых объектов мониторинг почвенного покрова рекомендуется продолжить в существующем режиме.

15.4 Мониторинг растительности и животного мира

Мониторинг растительности. В задачи мониторинга растительности входит установление и изучение видового состава растительных сообществ, уточнение ареалов их распространения, выявление влияния антропогенных факторов на растительные сообщества.

В рамках мониторинга животного мира определяются видовое разнообразие, распределение и численность представителей фауны в биотопах обследуемой территории.

В рамках реализации мониторинга предусматривается продолжение и расширение видов наблюдений за состоянием флоры и фауны в зоне влияния месторождения Каражанбас. В процессе сбора материала о состоянии природных объектов должны быть проведены следующие исследования:

- флористические исследования;
- орнитологические исследования;
- наблюдения за наземными млекопитающими, пресмыкающимися.



С целью сохранения биоресурсов и своевременного выявления неблагоприятных последствий воздействия на экосистемы предприятие ежегодно проводит мониторинг растительности и животного мира на месторождении Каражанбас.

Мониторинг проводится в форме эпизодического обследования рассматриваемой территории. В его задачи входит выявление видового и количественного состава флоры и фауны, выявление сезонной ритмики, видового состава растительности и животных, а также установление полного биологического разнообразия природных комплексов на всей площади расположения месторождений.

Для ведения визуальных наблюдений в процессе производственного мониторинга за растительным и животным миром применяется следующее оборудование: бинокль, цифровой фотоаппарат.

В состав рабочей группы наблюдения входят специалисты в области экологии и биологии, геоботаники, зоологии и орнитологии.

Мониторинг растительности, проведенный в четвертом квартале 2020 года, показал, что состояние растительных сообществ соответствует сезону года. Отклонений в развитии надземных побегов не зафиксировано. Растительный покров исследуемой территории разреженный в виду неоднородности рельефа. Флористический состав представлен в основном сарсазаном шишковатым, однолетними солянками, полынью. Мониторинг проводился на 15 точках.

Мониторинг растительности, проведенный в четвертом квартале 2020 года, показал, что флористический состав представлен в основном сарсазаном шишковатым, однолетними солянками, полынью. Также доминируют в сообществе злаковые сорняки.

В целом по результатам наблюдений экологическое состояние растительности в отчетном периоде удовлетворительное, аномальных отклонений в развитии не зафиксировано.

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

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга природной среды, поэтому обязательны, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- мониторинговые площадки;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- выделение наиболее чувствительных для животных участков месторождения.

Основные виды воздействия на представителей животного мира - это строительство дорог и грунтовые работы, прокладки трубопроводов, движения автотранспорта.



Непосредственное воздействие на животных (мелких хищников, грызунов, наземно-гнездящихся пернатых и пресмыкающихся) проявляется при рытье траншей, котлованов и т.п. работах землеройной техники.

На основании полевых исследований, проведенных в четвертом квартале 2020 года, можно сделать следующие выводы:

- в четвертом квартале 2020 года из класса Млекопитающих во время пешего маршрута не было встречено ни одной особи.

- состояние и развитие растительности в фитоценозах исследуемой территории соответствует сезону года;

- животный мир района обследования достаточно беден; за время проведения полевых исследований не встречено ни одной особи млекопитающих;

- в отчетном периоде редких, реликтовых и эндемичных видов растений и животных, занесенных в Красную книгу, не зафиксировано.

Мониторинг растительности и животного мира рекомендуется проводить в существующем режиме. Дополнительных исследований в рамках данного проекта не предусматривается.

15.5 Радиационный мониторинг

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти и нефтесодержащих вод, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами. При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы.

Работы по радиационному мониторингу должны проводиться компанией, имеющей все необходимые ресурсы и разрешительные документы. Программа радиационного мониторинга согласована с местными органами госсанэпиднадзора.

Целью радиационного мониторинга является контроль и минимизация радиационного воздействия на персонал и окружающую среду, в том числе: контроль радиационных параметров конденсата, нефти, жидких и твердых отходов, пластовых вод и технологического оборудования.

Задачами радиационного контроля являются:

- предотвращение радиационного воздействия на персонал;
- предупреждение радиоактивного загрязнения окружающей среды;
- выявление участков с повышенным уровнем радиации;
- периодический контроль уровней радиоактивного загрязнения оборудования;
- периодический контроль удельного содержания ЕРН в жидких и твердых отходах;
- периодический контроль удельного содержания ЕРН в добываемом сырье и промысловых водах.

Радиационное обследование территории месторождения Каражанбас рекомендуется продолжить в существующем режиме.

15.6 Мониторинг в период аварийных ситуаций

В процессе ликвидации аварий мониторинговые наблюдения должны проводиться с момента начала аварии, и продолжаться до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду, и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Продолжительность и место проведения мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и



особенностями аварийной ситуации. Мониторинговые наблюдения во время аварии будут включать в себя наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, поверхностных вод и почвы в зоне ее влияния. Наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды должны проводиться не реже 1 раза в сутки. Отбор проб атмосферного воздуха и воды производится по общепринятым методикам. Одновременно проводятся визуальные наблюдения за распространением возможных разливов углеводородов или иных жидкостей, обладающих токсичными свойствами.

Детальный план мониторинга будет разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии, в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации.

После ликвидации последствий аварий мониторинг состояния окружающей среды проводится для определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности восстановления окружающей среды. По окончании аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования территории, подвергшейся неблагоприятному воздействию, для определения фактических нарушений и наиболее эффективных мер по очистке и восстановлению территории.



16. ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса разработки месторождения на объекты окружающей природной среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почвы, растительный и животный мир).

Для этого необходимо предупреждать и устранять следующие виды воздействия на окружающую среду:

- загрязнение атмосферного воздуха углеводородами, диоксидом серы, оксидом углерода, оксидами азота, пылью и другими загрязняющими веществами в результате работы стационарных и неорганизованных источников выбросов в процессе строительных работ и испытаний скважин;

- загрязнение поверхностных и подземных вод и почв в результате сбросов технологических жидкостей в процессе строительных работ;

- утечки, потери технологических жидкостей и материалов на территории строительства скважин (под вышечным, силовым и насосным блоками, циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора, котельной установкой, складом ГСМ, на площадке хранения химреагентов и складирования бытовых отходов) при нарушении правил их погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения;

- поступление нефти, газа, конденсата и минерализованных пластовых вод в природные среды в результате перетоков пластовых флюидов по затрубному пространству скважин в случае его некачественного цементирования, нарушения целостности обсадных колонн либо несоответствия конструкции скважин геолого-техническим условиям разреза; при нарушении технологических процессов.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха. Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- использование закрытых и герметичных систем на неорганизованных источниках выбросов вредных веществ, таких, как емкость блока приготовления бурового раствора, системы сбора и очистки буровых вод, устья скважины, узлы приема и измерения параметров пластовых флюидов;

- соблюдение ПДК реагентов, используемых в технологических жидкостях, которые обладают способностью к фазовым переходам, испарению; исключение из применения легколетучих соединений или их конверсия;

- исключение из применения для обработки буровых растворов озоноразрушающих реагентов;

- отвод отработанных газов дизелей через гидрозатвор и выхлопные трубы, параметры которых обеспечивают рассеивание отходящих газов до уровня санитарно-гигиенических норм.

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;

- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;

- использование герметичных систем в блоке приготовления и очистки бурового раствора, на участках бурового раствора, отработанных буровых стоков, бурового шлама, ГСМ;



- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
 - размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
 - строгое соблюдение технологического регламента работы на стационарных дизельных установках;
 - проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
 - своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
 - выбор оптимального режима работы факельного устройства при испытании скважин, обеспечивающий неотрыв пламени, его минимальное отклонение от оси, снижение уровня шума, полноту сгорания газа;
 - использование оборудования и транспортных средств с исправными двигателями.
- При проведении работ необходимо строгое соблюдение технологии буровых работ. Проектные решения по уменьшению воздействия на атмосферный воздух являются достаточными.

Мероприятия по охране недр. При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение ГС, эти мероприятия включают:

- Предотвращение открытого фонтанирования, грифообразования, поглощений промысловой жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- Надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
- Необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране ГС при строительстве скважины должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Освоение скважин после бурения должно производиться при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Мероприятия по охране водных ресурсов и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится на стадии ГТП в соответствии с отраслевыми методическими указаниями. Нормы рассчитываются для основных и вспомогательных операций и для хозяйственных нужд.

При проведении строительных работ разрешается использование только тех веществ, на которые имеются утвержденные нормативы.



Потребление свежей воды для охлаждения работающих механизмов и других нужд на буровой должно осуществляться по замкнутой циркуляционной системе.

Повторное использование очищенных сточных вод на технологические нужды осуществляется в системах оборотного водоснабжения.

При бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения.

Применение химических реагентов для обработки бурового раствора в случае использования для хозяйственно-питьевого водоснабжения пресных вод проницаемых горизонтов, через которые проходит скважина, должно быть согласовано в установленном порядке в соответствии с методическими указаниями, а интервалы водоносных горизонтов должны быть надежно изолированы.

При вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации.

Технологические воды, образующиеся при размыве содержащих нефтепродукты подземных емкостей, должны собираться в специальные емкости для отстаивания нефтепродуктов и механических примесей. Отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться или сбрасываться после очистки в места, согласованные с природоохранными органами.

Допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов.

Допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки.

При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться в соответствии с нормативными требованиями ГОСТа 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше»

Поверхностные и подземные воды. Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. При проходке верхнего горизонта предполагается исключить применение каустической соды или снизить ее содержание в буровом растворе. Необходимые мероприятия для охраны подземных и поверхностных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;

- предусмотреть замкнутый цикл использования бурового раствора в циркуляционной системе буровой, не допущение выброса бурового раствора и загрязнения подземных вод;

- бурение скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования,;

- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения подземных и поверхностных вод;



- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;

- применять контейнера для хранения и складирования сыпучих веществ;
- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;

- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть полукруглая емкость для временного хранения пластовой жидкости;

- обеспечение отдельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах;

- при возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;
- Локализацию нефтяного загрязнения на море с помощью боновых заграждений;
- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с поверхности воды и почв, утилизацию одним из методов.

Почвы и грунты. Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве и ликвидации скважин на природную экосистему необходимо:

- при проведении СМР снять слой почвы на определенную глубину с земельного участка, отведенного под строительство объекта и переместить слой почвы в места временного складирования для повторного использования при восстановлении земель;

- автоматическое отключение скважины при авариях отсекателями;
- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;

- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- поднять факел на высоту, которая не допускает растопление или осушения почв;
- организовать систему сбора твердо бытовых и производственных отходов;
- сбор и вывоз в спец. контейнерах отработанных масел, смазок, других материалов со своевременной сдачей их на регенерацию;
- провести качественную техническую рекультивацию земель.

Растительный и животный мир. Во избежание негативных воздействий на растительность и животное население прилегающих к буровой площадке, необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- Резко снизить, а затем и полностью предотвратить загрязнение почвы нефтепродуктами и другими типами промышленного загрязнения среды.

- Проводить по мере необходимости очистку почвы от нефтепродуктов, проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;

- Исключить изливание пластовых вод при испытании;
- Запретить преследование и уничтожение полезных видов животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;
- Избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- Сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;



- Произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;

- Для защиты птиц от поражения электрическим током, применять «холостые» изоляторы;

- Запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.

Описываемый район относится к Западно-Казахстанскому автономному очагу чумы - опасной инфекции по классификации Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ). В целях профилактики заражений чумой всего персонала, занятого в производстве предусмотреть:

- обеспечить персонал защитной обувью (сапогами) и спецодеждой установленного типа;
- в инструкциях по технике безопасности внести раздел по противоэпидемической безопасности (запретить прикасаться к павшим грызунам и хищникам, а также охотиться на грызунов в весенне-летний период и т.д.);
- инженерно-технический персонал должен контролировать за соблюдением противоэпидемических требований всех сотрудников;
- в случаях подозрительных на чуму (падеж грызунов, необычное их поведение), следует сообщать в отделение противочумной службы;
- для ограничения поселения грызунов на промплощадке, рекомендуется проводить дератизационные мероприятия с применением биоцидов (ядов).

Соблюдение вышеперечисленных мер обеспечит не только защиту представителей фауны от вмешательства человека в привычную для них среду обитания, но и защитит самого человека от возможного негативного воздействия на его здоровье инфицированных животных.

Для растительности какая-то степень приближения к дотехногенному периоду достигается приемами технической рекультивации территории.

Природоохранные мероприятия при сборе, хранении, очистке и обезвреживании отходов

К производственным отходам бурения относятся: остаточный отработанный буровой раствор, растворы для заканчивания и испытания скважин, жидкость для глушения, тампонажные растворы, буровые сточные воды, а также буровые шламы и пластовые воды.

Складирование, обезвреживание и захоронение отходов производится на полигоны.

Выбор способов обезвреживания и захоронения отходов бурения (разделение образующихся отходов на токсичную и малотоксичную части, на твердую и жидкую фазы; накопление отходов в емкостях и контейнерах либо их вывоз) должен определяться на стадии рабочего проекта.

Система сбора, транспортировки, хранения, очистки и обезвреживания отходов бурового предприятия должна предусматривать:

- строительство системы ливневой канализации, обваловки для ограждения стоков;
- планировку технологических площадок и установку лотков для транспортировки стоков к узлу сбора в соответствии с природоохранными требованиями;



- устройство трубопроводов или лотков, выполненное из коррозионно-устойчивых материалов по контуру площадки для перехвата, аккумуляции и транспортировки отработанных буровых растворов, буровых сточных вод, ливневых и других стоков;

- строительство бетонированного водонепроницаемого выгребов для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод. Объем выгребной ямы должен рассчитываться с учетом норм водоотведения;

- установку металлических контейнеров закрытого типа для накопления токсичной части отходов и вывоза их на полигон по захоронению промышленных отходов.

Мероприятия по охране и восстановлению земельного участка

По окончании бурения и освоения скважины необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- разрушение гидроизоляционных покрытий площадок, бетонных фундаментов;
- очистка территории буровой от металлолома, строительного мусора;
- снятие загрязненного грунта;
- восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории.

Техническая рекультивация состоит в удалении и захоронении строительных отходов, в дополнительной планировке местности, ремонте и укреплении насыпей, засыпке выемок и срезок.

После окончания строительных работ необходимо:

- глинистый раствор, оставшийся после окончания бурения скважин, использовать повторно для бурения последующих скважин, а также для испытания скважин;
- при демонтаже складов ГСМ убрать загрязненные участки;
- всю площадку после окончания бурения и испытания скважин спланировать.



17. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

В предыдущих разделах №№ 6 - 14 дана повариантная предварительная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при проведении планируемых работ на месторождении Каражанбас.

Проведенный анализ предварительной оценки воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Каражанбас (по вариантам), позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды, результаты которого представлены в таблице 17.1.

Таблица 17.1 Матрица прогнозируемого воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Каражанбас

Компоненты окружающей среды	Значимость воздействия на компоненты окружающей среды при реализации намечаемой деятельности		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Атмосферный воздух	низкая	средняя	средняя
Поверхностные воды	отсутствует		
Подземные воды	низкая	средняя	средняя
Почвенный покров	низкая	средняя	средняя
Растительный мир	низкая	средняя	средняя
Животный мир	низкая	средняя	средняя
Отходы	низкая	низкая	низкая
Недра (геологическая среда)	низкая	средняя	средняя
Радиационное воздействие	отсутствует		
Физическое воздействие	низкая	средняя	средняя

Как видно из таблицы 17.1 комплексная оценка воздействия на окружающую среду по *рекомендуемому варианту №3* находится в рамках *средней значимости*.

Дополнительная антропогенная нагрузка не приведет к существенному ухудшению существующего состояния природной среды в районе месторождения, при условии соблюдения проектных решений и природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Намечаемая деятельность по всем вариантам, при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. Однако с экологической точки зрения, *вариант №1* является экологически безопасным по сравнению с остальными вариантами, так как не предусматривает бурение новых скважин на месторождении Каражанбас.

Проведенная предварительная комплексная оценка воздействия намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды позволяет подтвердить решение по выбору варианта разработки месторождения Каражанбас и сделать вывод, что *вариант №3* является приемлемым с экологической точки зрения.

Соблюдение регламента работ, техники безопасности, проведение технической рекультивации и проведение природоохранных мероприятий, сведут к минимуму воздействие работ на окружающую среду.



18. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ

18.1 Методические основы воздействия на социально-экономическую среду

Очевидно, что любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения материальных благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате неблагоприятных последствий.

Согласно требованиям «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», разработанных МО ОС РК (Астана, 2010 г.), в ходе оценки воздействия рассматриваются компоненты социально-экономической среды, представленные в таблице 18.1.

Таблица 18.1 Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Экономическое развитие территории	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Сохранение исторических памятников, заповедных и охранных зон	Культурная среда

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб), масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб) и масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается 5-ти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия). Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий (Таблица 18.2).

Таблица 18.2 Градации воздействия на социально-экономическую среду

Градация воздействия	Критерий	Балл
<i>Пространственные воздействия</i>		
Нулевое	воздействие отсутствует	0



18. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ

Градация воздействия	Критерий	Балл
Точечное	воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта	1
Локальное	воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов	2
Местное	воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов	3
Региональное	воздействие проявляется на территории области	4
Национальное	воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом	5
<i>Временные воздействия</i>		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Кратковременное	воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев	1
Средней продолжительности	воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года	2
Долговременное	воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта	3
Продолжительное	продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность	4
Постоянное	продолжительность воздействия более 5 лет	5
<i>Интенсивность воздействия</i>		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Незначительное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия средне-районного уровня	3
Значительное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия средне-областного уровня	4
Сильное	положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие условия средне-республиканского уровня	5

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный итоговый уровень воздействия, на конкретный компонент социально-экономической среды (Таблица 18.3).

Таблица 18.3 Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от + 6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от - 1 до - 5	Низкое отрицательное воздействие
от - 6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от - 11 до -15	Высокое отрицательное воздействие



18.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

В результате реализации намечаемой деятельности по проекту разработки месторождения Каражанбас будут улучшаться показатели региона по уровню занятости, снизится уровень безработицы, что позволит увеличить доходы населения. Кроме того, реализация проекта позволит увеличить инвестиции в экономику области, будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения.

Негативное воздействие от проведения какого-либо вида работ проявляется в том, что для проведения работ из оборота изымаются земельные площади, в связи, с чем сокращаются пастбищные угодья. А также увеличится воздействие на недра.

Положительным фактором является поступление денежных средств в бюджет района и области, предоставление рабочих мест для местного населения. В настоящее время в Республике Казахстан больше внимания стало уделяться увеличению участия в проектах местных трудовых и сырьевых ресурсов.

Основной мерой воздействия на социальную сферу в настоящее время является изменение уровня жизни, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются: здоровье населения, демографическая ситуация, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и прочее.

Критерии оценки изменений в социально-экономической сфере отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта.

В период намечаемой деятельности потенциально отрицательное воздействие на социально-экономическую среду окажут такие факторы, как возрастание нагрузки на существующие условия коммунально-бытовой сферы населенных мест (использование существующих автодорог, размещение и удаление отходов и т.п.).

Небольшое потенциальное положительное воздействие на социальную и экономическую сферы проявится в привлечении местного населения к работам по основным и вспомогательным видам деятельности, связанным с проектом. Помимо прямой, непосредственной занятости, определенное количество местных трудовых ресурсов может быть занято в деятельности по материально-техническому снабжению.

В целом, при выполнении всех необходимых мероприятий и технических решений намечаемая деятельность по разработке месторождения Каражанбас не окажет ощутимого негативного воздействия на социально-экономическую сферу.

В соответствии с принятыми критериями оценки, уровень воздействия на социально-экономическую среду всех предлагаемых вариантов реализации оценивается как «высокий положительный».

В таблице 18.4 приведена предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду в период разработки месторождения Каражанбас. Воздействие по всем вариантам будет примерно в одинаковых пределах.

Таблица 18.4 - Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду по варианту №3



18. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
<i>Положительные</i>				
<i>Социальная сфера</i>				
Трудовая занятость	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Значительное +4 балла	Среднее +10 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Значительное +4 балла	Среднее +10 баллов
Здоровье населения	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Слабое +2 балла	Среднее +8 баллов
Демографическая ситуация (рождаемость)	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Слабое +2 балла	Среднее +8 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Значительное +4 балла	Среднее +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Незначительное +1 балл	Среднее +7 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
<i>Компоненты экономической среды</i>				
Экономическое развитие территории	Локальное +2 балла	Продолжительное +4 балла	Значительное +4 балла	Среднее +10 баллов
<i>Отрицательные</i>				
<i>Компоненты социальной сферы</i>				
Трудовая занятость	Локальное - 2 балла	Кратковременное -1 балла	Незначительное -1 балл	Низкое -4 балла
Доходы и уровень жизни населения	Локальное - 2 балла	Кратковременное -1 балла	Незначительное -1 балл	Низкое -4 балла
Здоровье населения	Локальное - 2 балла	Продолжительное -4 балла	Незначительное -1 балл	Среднее -7 баллов
Демографическая ситуация (смертность)	Точечное -1 балл	Кратковременное -1 балл	Незначительное -1 балл	Низкое -3 балла
Образование и научно-техническая сфера	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Локальное - 2 балла	Кратковременное -1 балла	Незначительное -1 балл	Низкое -4 балла
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
<i>Компоненты экономической среды</i>				
Землепользование	Локальное -2 балла	Продолжительное -4 балла	Незначительное -1 балла	Среднее -7 баллов
Интегрированная оценка: +55+(-22)=+33 <i>Умеренное положительное воздействие</i>				



Разработка месторождения Каражанбас приведет как положительным, так и отрицательным воздействиям на социально-экономическую среду, что является неизбежным при реализации любого проекта.

Резюмируя, можно утверждать, что при производстве работ факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу превышают отрицательные. С учетом реализации мероприятий по снижению отрицательных и усилению положительных воздействий общее возможное воздействие на социально-экономическую сферу будет *положительным воздействием умеренного уровня*.

18.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях

Опасные воздействия для социально-экономической сферы могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. Характер последствий аварий для социально-экономической среды зависит от особенностей конкретной аварийной ситуации.

В данном случае важно понимание того, что выявление тех или иных потенциальных воздействий, связанных с аварийными ситуациями, не является точным предсказанием неизбежности их возникновения в ходе реализации проекта.

Данный процесс направлен на признание того, что в случае возникновения такие события будут, по всей видимости, сопровождаться теми возможными последствиями, которые были выявлены в результате предварительной оценки.

В этой связи последствия аварийных ситуаций для социально-экономической среды рассматриваются отдельно от воздействий, связанных со штатным режимом деятельности. При этом анализируются только масштабные чрезвычайные ситуации, последствия которых (в случае возникновения ситуации) для здоровья населения, его социального благополучия и экономики будут проявляться за пределами территории проекта.



Таблица 18.5 - Матрица социально - экономического риска

Уровень тяжести / Градации отрицательных баллов		Возможные последствия (в баллах)								Частота аварий (число случаев в год)					
		Компоненты окружающей среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
Здоровье населения	Трудовая занятость	Доходы населения	Рекреационные ресурсы	Экономическое развитие	Коммерческое судоходство	Промышленное рыболовство	Памятники истории и культуры	Наземный транспорт							
- (0-2,5)						0	0	0	1	x x x x		Терпимый (Низкий) риск			
- (2,6-5,0)			3	5	3					x x x					
- (5,1-7,5)															
- (7,6-10,0)	10	10								x x	Средний риск - требуется снижение воздействия				
- (10,1-12,5)															Неприемлемый (Высокий) риск)
- (12,6-15,0)															

Выводы:

Принятые проектом технические решения обеспечивают безопасность, с учетом всех возможных чрезвычайных ситуаций при разработке месторождения Каражанбас, а также постоянно разрабатываемые на предприятии мероприятия по повышению промышленной безопасности позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Детальные мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций должны быть отражены в инструкциях, согласованных в соответствующих государственных органах.

Из всего вышеупомянутого можно сделать вывод, что риск возникновения аварии маловероятен. «Низкий риск» может вызывать малозаметные изменения в социально-экономической среде.



19. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Следующей разрабатываемой документацией для месторождения Каражанбас должен являться раздел «Охрана окружающей среды» раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности при строительстве и обустройстве скважин, а так же при строительстве и вводе в эксплуатации вновь вводимого оборудования.

Раздел «Охрана окружающей среды» предусматривает анализ всех аспектов воздействия конкретных объектов и сооружений намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду.

Расчеты ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха должны проводиться с учетом действующих, строящихся и намеченных к строительству объектов, и существующего фоновго загрязнения.

Целью проведения экологических изысканий является получение достоверной информации о фактическом состоянии всех природных компонентов в момент исследования. Полученные сведения должны быть достаточными для объективной оценки имеющейся экологической ситуации и прогнозирования взаимовлияния запланированной деятельности (объекта) и окружающей среды в дальнейшем.

Раздел «Охрана окружающей среды» предусматривает детальный анализ в полном объеме всех аспектов воздействия конкретных объектов и сооружений намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду, и должен включать в себя следующие материалы по компонентам окружающей среды.

Воздушная среда:

- характеристика климатических условий района проектируемых работ, основанная на анализе многолетних наблюдений;
- характеристика фоновго загрязнения атмосферы, основанная на анализе материалов натурных исследований;
- характеристика источников загрязнения атмосферы, возможных залповых и аварийных выбросов, перечень и объемы загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух от проектируемого оборудования, с указанием класса опасности и ПДК (ОБУВ), расчеты выбросов по каждому источнику основанные на проектных данных и методиках расчета, утвержденных в РК, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы от проектируемых источников выброса с учетом существующего фоновго загрязнения, с последующим анализом полученных результатов, предложения по установлению нормативов предельно-допустимых выбросов на источниках, расчет категории источников выброса, организация контроля на источниках выброса и в контрольных точках, с указанием периодичности и методов контроля, мероприятия по сокращению выбросов в атмосферный воздух, мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ);
- оценка воздействия на атмосферный воздух.

Водные ресурсы:

- характеристика существующего экологического состояния подземных вод, гидрологические и климатические факторы, влияющие на миграцию и накопление



загрязнений, характеристика фонового состояния вод, основанная на анализе материалов мониторинговых исследований в районе проектируемых работ;

- источники водоснабжения, требования к качеству используемой воды, баланс водопотребления и водоотведения на период проектных работ;
- организация экологического мониторинга подземных вод на контрольных точках, с указанием контролируемых параметров и веществ;
- мероприятия по снижению воздействия на подземные воды;
- оценка воздействия планируемых работ на подземные воды.

Недра:

- геологическая характеристика месторождения;
- анализ воздействия проектируемых работ на геологическую среду;
- возможные изменения литодинамических процессов, приводящих к изменениям рельефа;
- мероприятия по снижению воздействия;
- оценка воздействия на геологическую среду;

Почва:

- характеристика существующего состояния почвенного покрова, факторы, влияющие на миграцию и накопление загрязнений, характеристика фонового состояния, основанная на анализе материалов мониторинговых исследований в районе проектируемых работ;
- анализ воздействия проектируемых работ на период проектных работ;
- организация экологического мониторинга почв на контрольных площадках, с указанием контролируемых параметров и веществ;
- мероприятия по снижению воздействия на почву (рекультивация);
- оценка воздействия планируемых работ на почву.

Отходы производства и потребления:

- виды образующихся отходов, расчет нормативов образования, их классификация по уровням и классам опасности, управление отходами (сбор, транспортировка и утилизация);
- оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду в процессе производства проектных работ;

Физические воздействия:

- характеристика источников физических воздействий, оценка физических воздействий, а также их последствий и мероприятия по их снижению;
- источники возможного радиационного воздействия, мероприятия по радиационной безопасности, оценка радиационного воздействия.

Растительность:

- современное состояние растительности, характеристика воздействия проектных работ на растительные сообщества, определение зоны влияния, мероприятия по снижению воздействия, мониторинг растительности, оценка воздействия на растительность.

Животный мир:

- исходное состояние фауны, наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных, пути миграции;



19. РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

- характеристика воздействия на видовой состав, численность, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации, оценка адаптивности видов, оценка последствий этих изменений и оценка нанесенного ущерба;

- мероприятия по снижению воздействия и сохранению фауны, мониторинг животного мира.

Социально-экономическая среда:

- характеристика современных социально-экономических условий жизни местного населения;

- обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения;

- влияние планируемого объекта на регионально-территориальное природопользование;

- прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях);

- санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности;

- оценка воздействия на социально-экономическую среду.

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду.

Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности:

- вероятность аварийных ситуаций (с учетом технического уровня объекта и наличия опасных природных явлений), определяются источники, виды аварийных ситуаций, их повторяемость, зона воздействия;

- прогноз последствий аварийных ситуаций на окружающую среду и население;

- рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий. комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;

Оценка неизбежного ущерба, наносимого окружающей среде и здоровью населения в результате намечаемой хозяйственной деятельности, в виде ориентировочного расчета нормативных платежей за специальное природопользование.

Разработка и обоснование плана природоохранных мероприятий.

Заявление об экологических последствиях.



20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И СОСТАВУ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ КОМПЛЕКСНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ И ИССЛЕДОВАНИЙ

На всех стадиях процедуры проведению экологической оценки необходимо проведение специальных научно-исследовательских и инженерно-экологических изысканий с обязательным привлечением специализированных аккредитованных лабораторий в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан.

В процессе проведения экологической оценки заказчик проектной документации, обосновывающей хозяйственную и иную деятельность, организует выполнение всех необходимых экологических изысканий, исследований и работ (процедур) по проведению экологической оценки на всех этапах подготовки документации.

В настоящее время производственный экологический мониторинг на территории месторождения Каражанбас по всем компонентам окружающей среды проводится ежеквартально аккредитованными испытательными лабораториями, согласно заключенных договоров.

Таблица 20.1 Сведения о лабораториях

№ п/п	Наименование аккредитованной испытательной лаборатории	Область аккредитации испытательной лаборатории
1	2	3
Мониторинг по атмосферному воздуху		
1	Испытательная лаборатория ТОО «Тандем-Эко» Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531 до 04.11.2024 г.	- Атмосферный воздух населенных мест, рабочей и санитарно-защитной зоны, селитебной территории, подфакельных постов. -Выбросы промышленных предприятий в атмосферу (стационарные и передвижные источники)
Мониторинг почвенного покрова		
2	Испытательная лаборатория ТОО «Тандем-Эко» Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531 до 04.11.2024 г.	Почва, грунты, донные отложения, отходы производства, концентраты, забалансовые руды, вскрышные породы
Мониторинг поверхностных вод		
3	Испытательная лаборатория ТОО «Тандем-Эко»	Воды природные (поверхностные, подземные) - Сточные воды - Вода питьевая
Мониторинг подземных вод		
4	Испытательная лаборатория ТОО «Тандем-Эко» Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531 до 04.11.2024 г.	Воды природные (поверхностные, подземные) - Сточные воды - Вода питьевая
Радиационный мониторинг		
5	Испытательная лаборатория ТОО «Тандем-Эко» Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531 до 04.11.2024 г.	Объекты окружающей среды. Мощность экспозиционной дозы гамма-излучения

Производственный экологический контроль на объектах проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля,



разрабатываемой природопользователем. Производственный экологический мониторинг включает в себя:

- проведение мониторинга атмосферного воздуха на организованных источниках, на границе санитарно-защитной зоны;
- мониторинг поверхностных и подземных вод;
- радиационный мониторинг;
- мониторинг животного и растительного мира.

Если данные проведенного мониторинга будут поставлены под сомнение, или показывают превышение норм, либо не проведены по какому-либо ингредиенту или компоненту, то данные мониторинга подлежат перепроверке, т.е. повторному проведению мониторинговых исследований по соответствующему компоненту окружающей среды.



ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ

ИНВЕСТОР (ЗАКАЗЧИК)	АО «Каражанбасмунай»
РЕКВИЗИТЫ	130000, г.Актау, 12 мкр., зд.74/1
ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ	Собственные средства
МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА	Республика Казахстан, Мангистауская область, Тупкараганский район
ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Каражанбас»
ПРЕДОСТАВЛЕННЫЕ ПРОЕКТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	Проект разработки месторождения Каражанбас
ГЕНЕРАЛЬНАЯ ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ	Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» по адресу: г. Актау, мкр.35, здание 6/1, тел. 8(7292) 470222 Директор филиала - Б. Иманбаев Гос. лицензия 02091Р № 19011492 от 24.05.2019 года
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
РАСЧЕТНАЯ ПЛОЩАДЬ ЗЕМЕЛЬНОГО ОТВОДА	Площадь горного отвода - 33,3 км ² Площадь, отведенная на бурение одной скважины - 1,8 га
РАДИУС И ПЛОЩАДЬ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ (СЗЗ)	Санитарно-защитная зона - 1000 м.
КОЛИЧЕСТВО И ЭТАЖНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОРПУСОВ	-
НАМЕЧАЮЩИЕЕСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО СОПУТСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНО-КУЛЬТУРНОГО НАЗНАЧЕНИЯ	Нет
НОМЕНКЛАТУРА ОСНОВНОЙ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ И ОБЪЕМ ПРОИЗВОДСТВА В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ (ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НА ПОЛНУЮ МОЩНОСТЬ)	Нет
ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ	Строительство скважин, добыча нефти.
ОБОСНОВАНИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ НЕОБХОДИМОСТИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	Увеличение добычи нефти
СРОКИ НАМЕЧАЕМОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	2024, 2025, 2026 годы
МАТЕРИАЛОЕМКОСТЬ	
1. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ СЫРЬЯ:	
А/ МЕСТНОЕ	
Б/ ПРИВОЗНОЕ	Химреагенты, цемент, электроды, ГСМ
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО	И На проведение бурения и испытания 1-ой скважины потребуется дизельное топливо – 187,895 т



3.ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ	Дизель-электростанция, ЛЭП
4. ТЕПЛО	Электрообогреватели
УСЛОВИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	
АТМОСФЕРА	
ПЕРЕЧЕНЬ И КОЛИЧЕСТВО ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ:	
СУММАРНЫЙ ВЫБРОС	<p><u>По Варианту разработки № 1</u> на месторождении Каражанбас не предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию каких-либо скважин. Следовательно, новые источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу отсутствуют.</p> <p><u>По Варианту разработки № 2</u> на 2024 и на 2025 годы планируется ввод по 5-ти проектным добывающим скважинам в год.</p> <p><u>По Варианту разработки № 3</u> в период на 2024 и на 2025 годы планируется ввод по 5-ти проектным добывающим скважинам в год, и на 2026 год планируется ввод дополнительных проектных добывающих скважин в количестве 4 ед.</p> <p>Таким образом, при разработке месторождения по варианту №3 ожидаются наибольшие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.</p> <p><u>Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3.</u></p> <p>Количество источников выбросов, образующихся при строительстве 1-й скважины глубиной 2500 м с использованием буровой установки типа «ZJ-40» и испытании станком УПА-60 или аналогом, составит всего 24 ед., из них: 7 источников - организованные, остальные 17 – неорганизованные источники выбросов.</p> <p>Бурение проектных скважин средней глубиной 2500 м рекомендуется проводить буровыми установками 5 класса с допускаемой нагрузкой на крюке 200 тонн, испытание станком УПА-60 или аналогичными по основным параметрам и оснащённости средствами механизации, автоматизации, контроля, диспетчеризации и безопасности производства работ. Продолжительность строительства скважины составит около 52,8 суток.</p> <p>Сжигание попутного нефтяного газа на месторождении Каражанбас проектом не предусмотрено.</p> <p><u>Вариант №3</u></p> <p>В 2024 и в 2025 годах общее количество выбрасываемых загрязняющих веществ при строительстве 5-ти скважин и эксплуатации вновь вводимого оборудования составит:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при строительно-монтажных работах – 0,3952 г/с или 0,0220 т/год; - при бурении и испытании 1-й скважины – 25,3802 г/с или 74,6890 т/год; - при эксплуатации вновь вводимого оборудования 0,0040 г/с или 0,6265 т/год. <p>Итого на 2024 и 2025 год – 25,7794 г/с или 75,3375 т/год.</p> <p>В 2026 году общее количество выбрасываемых загрязняющих веществ при строительстве 1-й скважины составит:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при строительно-монтажных работах – 0,3952 г/с или 0,0220 т/год; - при бурении и испытании 1-й скважины – 25,3802 г/с или 59,7512 т/год; - при эксплуатации вновь вводимого оборудования 0,0040 г/с или 0,5012 т/год. <p>Итого на 2026 год – 25,7794 г/с или 60,2744 т/год.</p>



ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ИНГРЕДИЕНТОВ СОСТАВЕ ВЫБРОСОВ	Ориентировочный перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-й скважины в 2024 году (вариант №3 рекомендуемый):			
	Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
	1	2	3	4
	0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,0390	0,0070
	0126	Калий хлорид (301)	0,0767	0,00145
	0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0008	0,0004
	0150	Натрий гидроксид (Нагр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,0093	0,000005
	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9,3477	27,4258
	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,5367	4,4575
	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,5180	1,5785
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,8409	5,3860
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005	0,00001
	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	7,4633	22,0105
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002	0,0003
	0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0004	0,0005
	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0029	0,454
	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011	0,1725
	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000015	0,000045
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,1405	0,4015
	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,00006	0,0000014
	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)	3,6495	13,1855
	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8571	0,23685
	2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: ниже 20	0,2952	0,01910
	В С Е Г О :		25,7794	75,3375
	Ориентировочный перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-й скважины в 2025 году (вариант №3 рекомендуемый):			
	Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
	1	2	3	4
	0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,0390	0,0070
	0126	Калий хлорид (301)	0,0767	0,00145
	0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0008	0,0004
	0150	Натрий гидроксид (Нагр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,0093	0,000005
	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9,3477	27,4258
	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,5367	4,4575
	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,5180	1,5785
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,8409	5,3860
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005	0,00001
	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	7,4633	22,0105



0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002	0,0003
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0004	0,0005
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0029	0,454
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011	0,1725
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000015	0,000045
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,1405	0,4015
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,00006	0,000014
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)	3,6495	13,1855
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8571	0,23685
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: ниже 20	0,2952	0,01910
В С Е Г О :		25,7794	75,3375

Ориентировочный перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-й скважины в 2026 году (вариант №3 рекомендуемый):

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,0390	0,0056
0126	Калий хлорид (301)	0,0767	0,00116
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0008	0,00032
0150	Натрий гидроксид (Нагр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,0093	0,000004
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9,3477	21,9406
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,5367	3,5660
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,5180	1,2628
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,8409	4,3088
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005	0,000008
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	7,4633	17,6084
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002	0,00024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0004	0,0004
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0029	0,3632
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011	0,1380
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000015	0,00004
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,1405	0,3212
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,00006	0,000011
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)	3,6495	10,5484
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8571	0,1901
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: ниже 20	0,2952	0,0191
В С Е Г О :		25,7794	60,2744



<p>ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ГРАНИЦЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ</p>	<p>Группа суммации 0301+0330 Диоксид азота Пыль неорганическая Оксид углерода</p>	<p>0,877 ПДК 0,61 ПДК 0,22 ПДК 0,13 ПДК</p>																														
ИСТОЧНИКИ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, ИХ ИНТЕНСИВНОСТЬ И ЗОНЫ ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ:																																
<p>ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ИЗЛУЧЕНИЯ</p>	<p>Излучение, создаваемые электрооборудованием, будут незначительными и на ограниченных участках, прекратятся по окончанию процесса строительства скважин. Уровни электромагнитного излучения не будут превышать значений, что не окажет влияния на работающий персонал и соответственно, уровни электромагнитного излучения на территории жилой застройки не будут превышать допустимых значений, установленных «Санитарно-гигиеническими нормативами к физическим факторам, оказывающие воздействие на человека» Приказ № 169 Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года</p>																															
<p>АКУСТИЧЕСКОЕ</p>	<p>Основными источниками шума при эксплуатации месторождения будет специальное оборудования, применяемое при работах по добыче нефти и газа, при исследовании скважин. Воздействие шума, создаваемого работающим оборудованием, в процессе строительства скважин будет значительным на буровых площадках и прекратится после окончания этих работ. Проектными решениями предполагается использование техники и средств защиты, обеспечивающих уровень звука на рабочем месте соответствующим «Санитарно-гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающие воздействие на человека» Приказ № 169 Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года</p>																															
<p>ВИБРАЦИОННЫЕ</p>	<p>Незначительное воздействие вибрации будет ощущаться в местах расположения дизельных установок, буровых насосов, которое прекратиться после окончания процесса строительства. Уровни вибрации при проведении работ не будут превышать ПДУ на рабочих местах по скорректированному уровню виброускорения. Это не окажет влияние на работающий персонал и, соответственно, уровни вибрации на территории жилой зоны не будут превышать допустимых значений, установленных «Санитарно-гигиеническими нормативами к физическим факторам, оказывающие воздействие на человека» Приказ № 169 Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года</p>																															
<p>ЗАБОР СВЕЖЕЙ ВОДЫ:</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td data-bbox="619 1328 922 1451"></td> <td data-bbox="930 1328 1185 1451" style="text-align: center;">Водопотребление 2,3 вариант 2024 г., 2025 г. 5 скв-н, м³/цикл</td> <td data-bbox="1193 1328 1479 1451" style="text-align: center;">Водопотребление 3 вариант 2026 г. 4 скв-н, м³/цикл</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1462 922 1507"> <p>Питьевая вода, в том числе:</p> </td> <td data-bbox="930 1462 1185 1507" style="text-align: center;">641,697</td> <td data-bbox="1193 1462 1479 1507" style="text-align: center;">513,358</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1518 922 1563"> <p>- на хоз-бытовые нужды</p> </td> <td data-bbox="930 1518 1185 1563" style="text-align: center;">641,697</td> <td data-bbox="1193 1518 1479 1563" style="text-align: center;">513,358</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1574 922 1619"> <p>Вода на технические нужды, в том числе:</p> </td> <td data-bbox="930 1574 1185 1619" style="text-align: center;">2198,865</td> <td data-bbox="1193 1574 1479 1619" style="text-align: center;">1759,092</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1630 922 1675"> <p>- на обмыв оборудования</p> </td> <td data-bbox="930 1630 1185 1675" style="text-align: center;">209,000</td> <td data-bbox="1193 1630 1479 1675" style="text-align: center;">167,200</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1686 922 1753"> <p>- на нужды котельной в зимнее время</p> </td> <td data-bbox="930 1686 1185 1753" style="text-align: center;">316,865</td> <td data-bbox="1193 1686 1479 1753" style="text-align: center;">253,492</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1765 922 1821"> <p>- на противопожарные нужды</p> </td> <td data-bbox="930 1765 1185 1821" style="text-align: center;">200,000</td> <td data-bbox="1193 1765 1479 1821" style="text-align: center;">160,000</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1832 922 1888"> <p>- для приготовления цементного раствора</p> </td> <td data-bbox="930 1832 1185 1888" style="text-align: center;">291,500</td> <td data-bbox="1193 1832 1479 1888" style="text-align: center;">233,200</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1899 922 1955"> <p>- для приготовления бурового раствора</p> </td> <td data-bbox="930 1899 1185 1955" style="text-align: center;">1181,500</td> <td data-bbox="1193 1899 1479 1955" style="text-align: center;">945,200</td> </tr> <tr> <td data-bbox="619 1966 922 2011"> <p>Всего</p> </td> <td data-bbox="930 1966 1185 2011" style="text-align: center;">2840,562</td> <td data-bbox="1193 1966 1479 2011" style="text-align: center;">2272,450</td> </tr> </table> <p>Общее водопотребление при строительстве скважин по вариантам №2 и №3:</p>			Водопотребление 2,3 вариант 2024 г., 2025 г. 5 скв-н, м³/цикл	Водопотребление 3 вариант 2026 г. 4 скв-н, м³/цикл	<p>Питьевая вода, в том числе:</p>	641,697	513,358	<p>- на хоз-бытовые нужды</p>	641,697	513,358	<p>Вода на технические нужды, в том числе:</p>	2198,865	1759,092	<p>- на обмыв оборудования</p>	209,000	167,200	<p>- на нужды котельной в зимнее время</p>	316,865	253,492	<p>- на противопожарные нужды</p>	200,000	160,000	<p>- для приготовления цементного раствора</p>	291,500	233,200	<p>- для приготовления бурового раствора</p>	1181,500	945,200	<p>Всего</p>	2840,562	2272,450
	Водопотребление 2,3 вариант 2024 г., 2025 г. 5 скв-н, м³/цикл	Водопотребление 3 вариант 2026 г. 4 скв-н, м³/цикл																														
<p>Питьевая вода, в том числе:</p>	641,697	513,358																														
<p>- на хоз-бытовые нужды</p>	641,697	513,358																														
<p>Вода на технические нужды, в том числе:</p>	2198,865	1759,092																														
<p>- на обмыв оборудования</p>	209,000	167,200																														
<p>- на нужды котельной в зимнее время</p>	316,865	253,492																														
<p>- на противопожарные нужды</p>	200,000	160,000																														
<p>- для приготовления цементного раствора</p>	291,500	233,200																														
<p>- для приготовления бурового раствора</p>	1181,500	945,200																														
<p>Всего</p>	2840,562	2272,450																														



РАЗОВЫЙ, ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ВОДО-ОБОРОТНЫХ СИСТЕМ (М ³ /ГОД)	Нет
ИСТОЧНИКИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ:	
> ПОВЕРХНОСТНЫЕ	Нет
> ПОДЗЕМНЫЕ	Нет
> ВОДОВОДЫ И ВОДОПРОВОДЫ	трубопровод ТОО "КазТрансОйл"
КОЛИЧЕСТВО СБРАСЫВАЕМЫХ СТОЧНЫХ ВОД:	
В ПРИРОДНЫЕ ВОДОЕМЫ И ВОДОТОКИ	Нет
В ПРУДЫ-НАКОПИТЕЛИ	Нет
В ПОСТОРОННИЕ КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ	Нет
КОНЦЕНТРАЦИИ И ОБЪЕМ ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В СТОЧНЫХ ВОДАХ (ПО ИНГРЕДИЕНТАМ)	-
КОНЦЕНТРАЦИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПО ИНГРЕДИЕНТАМ В БЛИЖАЙШЕМ МЕСТЕ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ (ПРИ НАЛИЧИИ СБРОСА СТОЧНЫХ ВОД В ВОДОЕМЫ ИЛИ ВОДОТОКИ)	Нет
ЗЕМЛИ	
ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЧУЖДАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ:	
ПЛОЩАДЬ:	Горный отвод 33,3 км ² на месторождение
> В ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ	Нет
> ВО ВРЕМЕННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ	Территория месторождения Каражанбас
В Т.Ч. ПАШНЯ	Нет
ЛЕСНЫЕ НАСАЖДЕНИЯ	Нет
НАРУШЕННЫЕ ЗЕМЛИ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕКУЛЬТИВАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ:	
> КАРЬЕРЫ	Нет
> ОТВАЛЫ	Нет
> НАКОПИТЕЛИ	Нет
> ПРОЧИЕ	На нарушенных землях должна быть проведена техническая рекультивация.
РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	
ТИПЫ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, ПОДВЕРГАЮЩИЕСЯ ЧАСТИЧНОМУ ИЛИ ПОЛНОМУ УНИЧТОЖЕНИЮ	Многолетнесолянково - полукустарничковые сообщества будут полностью уничтожены в процессе строительства площадок скважин.
ЗАГРЯЗНЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С/Х КУЛЬТУР ТОКСИЧНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ	Загрязнение растительности ввиду кратковременного процесса строительства скважин не предполагается.
ФАУНА	



ИСТОЧНИКИ ПРЯМОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ГИДРОФАУНУ	Шум, свет - создание фактора беспокойства в результате проведения работ.
ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ (ЗАПОВЕДНИКИ, НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПАРКИ, ЗАКАЗНИКИ)	Отсутствует
ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА	
ОБЪЕМ УТИЛИЗИРУЕМЫХ ОТХОДОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ТОКСИЧНЫХ	Количество отходов, образующихся при строительстве 1-й скважины (ориентировочно) - 660,278 т/год.
ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ СПОСОБЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	Промасленная ветошь, отработанное масло, отработанная тара и огарки электродов, отходы бурения, металлолом, коммунальные отходы – вывоз специализированной организацией по договору на утилизацию, переработку.
НАЛИЧИЕ РАДИОАКТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ, ОЦЕНКА ИХ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	Металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах, массивированных изливов пластовой воды, отработавшие источники ионизирующего излучения. Воздействие незначительно.
ВОЗМОЖНОСТЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	
ПОТЕЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ И ОБЪЕКТЫ:	Открытое фонтанирование скважины. Разлив нефтепродуктов вследствие нарушения герметизации оборудования.
ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	Низкая, ввиду соблюдения программы производственных работ, техники безопасности и регламента работ.
РАДИУС ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	Территория месторождения Каражанбас
КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ВЫЗВАННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОБЪЕКТА, А ТАКЖЕ ЕГО ВЛИЯНИЕ НА УСЛОВИЯ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ	Общий уровень ожидаемого экологического воздействия при строительстве скважин на месторождении Каражанбас допустимо принять как <i>среднее</i> , при которой изменения среды в рамках естественных изменений кратковременные и обратимые. Популяции и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после происшествия. Комплексная оценка воздействия на окружающую среду <i>по рекомендуемому варианту №3</i> находится в рамках средней значимости.
ПРОГНОЗ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ВОЗМОЖНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ В СОЦИАЛЬНО-ОБЩЕСТВЕННОЙ СФЕРЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЪЕКТА	Реализация проекта не окажет значительного отрицательного воздействия на окружающую среду.
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ЗАКАЗЧИКА (ИНИЦИАТОРА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ) ПО СОЗДАНИЮ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЙ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА И ЕГО ЛИКВИДАЦИИ	В процессе проектируемых работ недропользователь обязуется: - создать благоприятные условия для проживания персонала; - строго соблюдать технику безопасности; - осуществлять контроль состояния окружающей среды.



СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
3. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.
4. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов».
5. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
6. Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.
7. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246.
8. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».
9. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
10. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы, 1996 г.
11. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.
12. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005 г.
13. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005.
14. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, РНД 211.2.02.04-2004.
15. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.
16. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;



17. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996 г.;

18. РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2). Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы.

19. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

20. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов в производства и потребления».

21. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

22. Приказ Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года № 169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

23. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212. «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

24. Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237



**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПО РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ
РАЗРАБОТКИ**

Строительство 1-й скважины



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ



**ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ
КОНЦЕНТРАЦИЙ**



**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

19011492



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.05.2019 года

02091P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H0B8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, Проспект Кабанбай Батыр, дом № 19,,
БИН: 140340010451

(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 энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

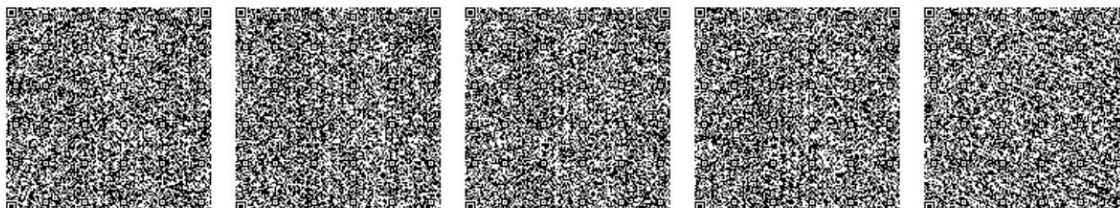
Руководитель **Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**

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

Дата первичной выдачи **16.01.2015**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи **г.Нур-Султан**





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02091P

Дата выдачи лицензии 24.05.2019 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 "КМГ Инжиниринг"**
Z05H0B8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, Проспект Кабанбай Батыр, дом № 19., БИН: 140340010451

(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

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич

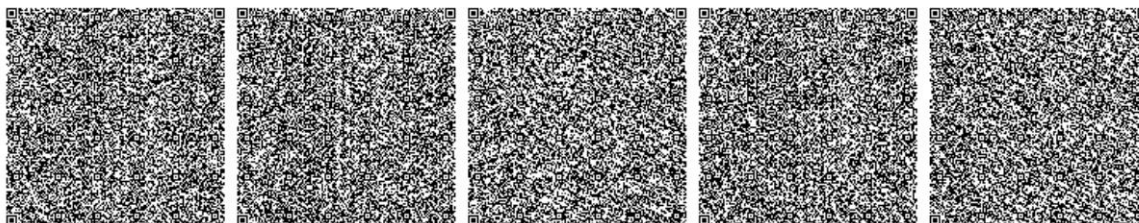
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 24.05.2019


Место выдачи г.Нур-Султан



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен мәтінді біріздей. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.



**ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2011 Г.**

<p>АҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ МИНИСТРЛІГІ</p> <p>ОГНИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ ЗАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ</p>		<p>МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН</p> <p>КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ</p>
<p>Астана қаласы, Орманбор көшесі, 8 ұял. Министрліктер Үйі Тел: 8 (7172) 74-00-94, факс: 8 (7172) 74-08-22</p>		<p>010000, город Астана, улица Орманбор, дом 8, Дом Министерства Тел: 8 (7172) 74-00-94, факс: 8 (7172) 74-08-22</p>
<p>№ <u>31.10</u></p>		<p>№ <u>10-02-16/4326</u></p>
<p>АО «Каражанбасмунай»</p> <p>Копия: МОФ ЖКДЭ</p>		
<p>Заключение государственной экологической экспертизы на «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011 г.)»</p>		
<p>Разработчик - АО «НИПИнефтегаз» (ГЛ 01079Р от 07.08.2007 года). Заказчик – АО «Каражанбасмунай». Материалы представлены на рассмотрение 12.09.2011 года (вх.№ 4326).</p>		
<p>На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлено «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011 г.)» в следующем составе:</p>		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас по состоянию на 01.01.2011 г. – 1 книга; 2. Предложения и замечания МОФ ЖКДЭ от 25.08.2011 года № 4/2327; 3. Копия заключения Мангистауской областной инспекции геологии и недропользования от 24.08.2011 года № 18-11-7-4-507; 4. Копия заключения ДКГСЭН по Мангистауской области от 27.06.2011 года № 477; 5. Копия заявки в СМИ; 6. Копия заключения государственной экологической экспертизы КЭРК МООС РК 29.09.2009 года № 06-03-01-18/10720 на «Уточненный проект разработки месторождения Каражанбас». 		
<p>Общие сведения о предприятии</p>		
<p>АО «Каражанбасмунай» Правительством Республики Казахстан выдана Лицензия на право пользования недрами в РК за № 239-Д (нефть) от 7 мая 1997 года. Данная лицензия позволяет предприятию производить добычу углеводородного сырья на газонефтяном месторождении Каражанбас в Мангистауской области.</p> <p>В административном отношении месторождение Каражанбас расположено в Тупкаранском районе Мангистауской области Республики Казахстан, в северо-западной части п-ва Заки. Областной центр г. Актау, расположен в 203 км к югу от месторождения. Вахтовый поселок расположен в 3 км к северу-западу от границы месторождения. Ближайшие населенные пункты: п. Каражанбас – 3 км, п. Кияхты – 52 км, п. Каламкас – 55 км.</p> <p>Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится в 180 км на юго-восток от места работ. Месторождение Каражанбас связано с г. Актау и Форт-Шевченко асфальтированной дорогой.</p>		
<p>013200</p>		



Площадь земельного отвода для АО «Каражанбасмунай» составляет 8216,2 га. В том числе площадь месторождения нефти составляет 7777,48 га.

В геоморфологическом отношении территория месторождения представляет собой пустынную плоскую равнину с небольшим уклоном на юго-запад в сторону Каспийского моря. Часть месторождения подвержена воздействию нагонных явлений. Из-за постоянных колебаний уровня моря отсутствует выраженная береговая линия. От Каспийского моря месторождение отделено подпорной дамбой.

Территория месторождения Каражанбас подразделяется на старую (центральную) часть и на новые участки на восточной, северной, западной и южной территории месторождения.

Основные проектные решения

В 2009 году АО «НИПИнефтегаз» был разработан и утвержден ЦКР РК (протокол №59 от 01.10.2009 г.) «Уточненный проект разработки месторождения Каражанбас» и проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (предОВОС)» к нему (Заключение МООС 06-03-01-18/10720 от 29.09.2009 г.).

В соответствии с вышеуказанным «Уточненным проектом разработки месторождения Каражанбас» было предложено 3 варианта разработки, при этом рекомендуемым вариантом разработки месторождения Каражанбас был утвержден Вариант 2, предусматривающий с целью увеличения извлечения нефти разработку залежей нефти с поддержанием пластового давления: на восточном, западном и северном участках – паротепловой метод воздействия, на центральном участке – закачка горячей воды. Также на всей территории месторождения Каражанбас рекомендуется проводить в добывающих скважинах ПТОС.

На восточном, западном и северном участках – площадная 9-ти точечная система расположения скважин с расстоянием между скважинами 150 м, на центральном участке – семиточечная система расположения скважин с расстоянием между скважинами 150 м.

Фонд скважин составит:

- I объект разработки – 1798 скважин, в том числе: 1379 (из них 30 горизонтальных скважин) добывающих скважин (из них 735 скважин – новые, 36 скважин переводом из нагнетательного фонда), 419 нагнетательных (из них 85 скважин переводом из добывающего фонда, 221 скважина – новая);
- II объект разработки – 1800 скважин, в том числе: 1330 (из них 10 горизонтальных скважин) добывающих скважины (412 скважин – новые, 149 скважин переводом из нагнетательного фонда), 470 нагнетательных скважин (из них 98 скважин – новые, 248 скважин переводом из добывающего фонда);
- III объект разработки – 781 скважина, в том числе: 601 добывающая скважина (208 скважин – новые, 20 скважин переводом из нагнетательного фонда), 180 нагнетательных скважины (из них 84 скважины переводом из добывающего фонда, 64 скважины новые).

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составит 3115 (в том числе 1687 новые скважины), фонд нагнетательных – 1055 (из них 370 скважин новые).

На месторождении Каражанбас осуществляется законтурное заводнение с использованием сточных вод. В настоящее время закачку сточных вод ведут в водонасыщенную (законтурную) зону залежи нефти II объекта через 27 скважин, III объекта через 24 скважины, в том числе 8 скважин ведут совместную закачку в II+III объекты разработки.

Для увеличения пластового давления в центральной части залежи и на восточном участке необходимо перераспределить закачку сточной воды из законтурной области во внутриконтурную. Для этого специалисты по разработке рекомендуют провести мероприятия по восстановлению нагнетательных скважин из бездействующего фонда, а также на восточном участке закончить формирование сетки скважин.

В проектных показателях учитывается перераспределение объема закачки между поглощающими и нагнетательными скважинами. Закачка в поглощающие скважины



увеличивается, в нагнетательные – увеличивается, соответственно, перераспределяется фонд площадей и нагнетательных скважин.

По данным, предоставленным АО «Каражанбасмунай», в настоящее время планировали строительство установки предварительного сброса воды для увеличения объемов подготовки сточной воды для закачки в пласт. В проектных технологических показателях разработки запроектировали прекращение закачки сточной воды в нагнетательные скважины к 2012 году.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристика	Вариант				
	I	II	III		
Участок	Центральный, восточный, западный, северный				
Режим разработки					
I объект центр	ППД	ППД	ППД		
I объект восток, запад, север	Истощение пласт. энер				
II объект центр, восток	ППД				
II объект запад	Истощение пласт. энер				
III объект, центр, восток	ППД				
III объект запад	Истощение пласт. энер				
Закачиваемый агент					
I объект, центр	Холодная вода	Горячая вода	Горячая вода		
I объект восток, запад, север		Пар	Пар		
II объект, центр	Холодная вода	Горячая вода	Раствор полимера		
II объект, восток	Холодная вода, пар	Пар	Пар		
II объект, запад		Пар	Пар		
III объект, центр	Холодная вода	Горячая вода	Горячая вода		
III объект, восток	Пар	Пар	Пар		
III объект запад		Пар	Пар		
Система размещения скважин					
I объект	Линейная	Площадная			
II объект центр, запад	Линейная				
II объект восток	Площадная				
III объект центр	Линейная				
III объект восток	Площадная				
III объект запад	Линейная				
Расстояние между скважинами, м					
I объект (центр)	150	150			
I объект (восток, запад, север)	300				
II объект, центр, восток	150				
II объект, запад	300				
III объект центр, восток	150				
III объект запад	300				
Плотность сетки скважин, 104 м2/скв.					
I объект (центр)	2,25			2,25	
I объект (восток, запад, север)	9				
II объект, центр, восток	2,25				
II объект, запад	9				
III объект центр, восток	2,25				
III объект запад	9				
Режим работы скважин: добывающая	$P_{доб} = 0.25 P_{нас}$				
I объект	$P_{доб} = P_{гидро} - 0.5 \text{ МПа}$				
II объект					
III объект					
нагнетательная					
I объект					
II объект					
III объект					
Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой агента, %	100 %				

В связи с изменением планов Недропользователя по объёму бурения скважин, проектные показатели разработки на 2009-2011 гг. были уточнены в отчёте по авторскому надзору.



Для условий месторождения Каражанбас определяющим фактором при разработке нефтяных залежей является высокая вязкость нефти, обусловившая необходимость применения тепловых методов воздействия.

На 01.01.2011 г. все 3 эксплуатационных объекта западного участка месторождения разрабатывают на режиме истощения пластовой энергии. Согласно УПР, начало ПТВ предусмотрено с 2012 г.

В настоящее время на месторождении возникли трудности с организацией ПТВ в связи с недостаточным объёмом выработки пара, из-за отсутствия дополнительных источников природного газа и ограниченностью объёмов волжской воды, поставляемой через трубопровод КТО для выработки пара.

В связи с этим, настоящим Дополнением разработку залежей нефти всех трёх объектов на западном участке месторождения с 2012 г., а также первого и второго объектов разработки в зоне сочленения центрального и восточного участков предлагается осуществлять не с применением ПТВ, а с поддержанием пластового давления путём закачки горячей воды.

С учётом этого, а также внесённых ранее изменений по количеству и темпам бурения скважин, были уточнены проектные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом на весь период разработки.

Фонд скважин составит:

▪ I объект разработки – 1812 скважин, в том числе: 1410 (из них 27 горизонтальных скважин) добывающих скважин (из них 738 скважин – новые, 36 скважин переводом из нагнетательного фонда), 402 нагнетательных (из них 189 скважин – новых, переводом из добывающего фонда под нагнетание – 86 единиц). Фонд скважин, совместно эксплуатирующих I+II объекты разработки, составит 184 единицы (в том числе 15 нагнетательных), скважин, ведущих совместную разработку I+II+III объектов – 1 единица, скважин, эксплуатирующих I+III объект – 3 единицы, II+III – 12 единиц. В целом фонд совместных скважин составит 200 единиц.

▪ II объект разработки – 1810 скважин, в том числе: 1309 (из них 10 горизонтальных скважин) добывающих скважины (274 скважин – новые, 148 скважин переводом из нагнетательного фонда), 501 нагнетательных скважин (из них 79 скважин – новые, 228 скважин переводом из добывающего фонда);

▪ III объект разработки – 802 скважины, в том числе: 622 добывающие (177 скважин – новые, 20 скважин переводом из нагнетательного фонда), 180 нагнетательных (из них 53 скважины переводом из добывающего фонда, 59 скважины новые).

В целом по месторождению фонд добывающих скважин составит 3155 (в том числе 1151 новых скважин), фонд нагнетательных – 1068 (из них 314 скважин новые).

Проектная схема размещения скважин сохраняется как в УПР: на восточном, западном и северном участках – площадная 9-ти точечная с расстоянием между скважинами 150 м, на центральном участке – семиточечная с расстоянием между скважинами 150 м.

При расчётах технологических показателей разработки на участках и объектах с применением ПТВ объём тепловой оторочки принимали равным 0,6 от объёма порового пространства, максимальная температура в прогретой зоне к моменту подхода теплового фронта к добывающей скважине – 90 °С.

Охрана недр и окружающей среды

Атмосферный воздух. В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Каражанбас АО «Каражанбасмунай» в I квартале 2011 года, среднее значение концентрации углеводородов (ТНС) составило 2,52 мг/м³.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проведено на программном комплексе ЭРА Версия 1.7.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 13000 x 13000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м.



Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при эксплуатации проектируемого оборудования при разработке месторождения Каражанбас, превышений предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Для производственных объектов месторождения Каражанбас размер санитарно-защитной зоны принят 1000 метров.

Воздействие на атмосферный воздух на период реализации проектных решений характеризуется, как: **ограниченное, многолетнее и слабое**. Категория значимости присваивается **средняя (9-27)**.

Предусмотрены мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, предложены рекомендации по организации мониторинга и контроля над состоянием атмосферного воздуха.

Утилизация попутного газа

Объем добываемого попутного газа в 2011 году на месторождении Каражанбас составит 20035000 м³/год.

При этом часть попутно добываемого газа используется в качестве топлива на устьевых подогревателях УН-0.2, печах подогрева ПП-1.6 и ПНПТ – 1.6 после подготовки (осушки) большая часть попутного газа (более 86 %) поступает в каламкаский газопровод, для смешивания его с природным газом, после чего смешанный газ используется газоподогревающими установками нефтепромысла Каражанбас.

Планируемая утилизация попутного газа на месторождении Каражанбас на 2011 год:

Наименование участка	Наименование установок-потребителей попутного газа	Количество единиц	Расход газа, млн.м ³ /год
ГЗУ-16	В Каламкаский газопровод		3,08653
ГЗУ-27	В Каламкаский газопровод		1,061238
ГЗУ-30	Печь ПП-1.6	1	0,546
	В Каламкаский газопровод		3,256529
	Печь УН-0.2 (устьевые подогреватели)	4	0,438
ГЗУ-31	Печь ПП-1.6	1	0,546
	В Каламкаский газопровод		2,159619
ГЗУ-32	Печь ПП-1.6	1	0,546
	В Каламкаский газопровод		2,080934
ГЗУ-33	Печь ПП-1.6	1	0,546
	В Каламкаский газопровод		0,953063
	Печь УН-0.2 (устьевые подогреватели)	4	0,438
ГЗУ-34	Печь ПНПТ-1.6	1	0,56
	В Каламкаский газопровод		1,110789
	Печь ПНПТ-1.6	1	0,56
ГЗУ-12ВВГ	В Каламкаский газопровод		0,876
	Печь УН-0.2 (устьевые подогреватели)	8	0,724298
	Печь ПП-1.6	1	0,546
	Объем попутно добываемого газа		20,035
	Объем утилизации попутного газа		20,035

В настоящее время весь попутный газ на месторождении Каражанбас полностью утилизируется.

Водные ресурсы. Источниками водоснабжения месторождения Каражанбас являются поверхностные и подземные воды, поставляемые на договорной основе:

Кияхтинская питьевая вода, поступающая по водоводу от цеха по подготовке технологической жидкости (ЦПГЖ) ПУ «КаламкасМунайГаз» ОАО «Магистаумунайгаз»;
 Волжская (техническая) вода, поступающая по водоводу Астрахань-Мангышлак АО «КазТрансОйл»;

Привозная бутыллированная питьевая вода, поступающая с завода «Баута», г. Актау.

Техническая вода используется:

- в хозяйственных целях: для обеспечения санитарно-гигиенических приборов (санузлы, раковины, водоразборные краны), горячего и холодного водоснабжения в душевых и ванных комнатах, стирки спецодежды в прачечной, влажной уборке производственных и бытовых помещений, подпитки отопительной системы и др.;



- для производственных процессов: при подготовке нефти к сдаче, заполнения печей подогрева нефти, для выработки пара.

Питьевая вода на месторождении Каражанбас подается по водоводу питьевой воды Кияхты-Каламкас из подземного водозабора Кияхты Кызылкумского месторождения подземных вод, расположенного на юго-западе полуострова Бузачи.

Подготовка подземной Кияхтинской воды для питьевых целей и доведение ее до нормативных требований осуществляется поставщиком воды с использованием установки обезжелезивания и хлорирования воды. Перед использованием в вахтовом поселке Каражанбас, на объектах столовых «Дастархан» и «Береке», в лагере КЭМП питьевая Кияхтинская вода подвергается дополнительной очистке в блоках водоочистки АО «Каражанбасмунай», установленных непосредственно на этих объектах.

Сточные воды, формирующиеся в процессе производственной деятельности объектов АО «Каражанбасмунай», представлены:

- ✓ хозяйственно-бытовыми сточными водами;
- ✓ попутно пластовыми и подтоварными водами;
- ✓ очищенными производственными сточными водами.

Хозяйственно-бытовые сточные воды проходят очистку на Комплексах очистных сооружений (КОС). Очищенная и продезинфицированная вода подается на КНС закачки стоков, откуда с помощью погружных насосов закачивается:

- с КОС-1 – в пруд-накопитель;
- с КОС-2 – в регулирующие емкости (РВС), являющиеся одновременно приемниками подтоварных вод с площадки ППГ-2. При наполнении резервуаров смешанные воды подаются на БКНС (блочную-кустовую насосную станцию) УПГ с последующей закачкой в поглощающие ряды.

Попутно пластовые, подтоварные и производственные сточные воды закачиваются в подземные горизонты с целью поддержания внутрипластового давления.

Наблюдения за составом и степенью загрязнения отводимых сточных вод осуществляются с целью охраны и рационального использования водных ресурсов, предотвращения загрязнения подземных вод в районе расположения пруда-накопителя и поглощающих скважин и оценки совместимости продуктов утилизации с пластовыми водами поглощающих горизонтов.

Критерии качества нормативно очищенных сточных вод, отводимых в пруд-накопитель, определены:

- «Проектом нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ со сточными водами от объектов АО «Каражанбасмунай», на 2011-2013 гг. (Заклучение МООС № 10-02-15/6484 от 28.12.2010 г.);
- Разрешением на природопользование № 0056458 от 12.01.2011 г.

Кроме того, для качественного состава отводимых сточных вод характерными являются сравнительно невысокая минерализация воды (822 мг/дм^3) при величине сухого остатка в накопительной емкости до 48555 мг/дм^3 .

Учитывая очень малый процент (0,2 %) закачки очищенных хозяйственно-бытовых вод в подземные горизонты от общего объема вод, применяемых для заводнения, можно сделать вывод, что они не окажут негативного влияния на техническое состояние промышленного оборудования и качественный состав вод подземных горизонтов.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы в районе месторождения Каражанбас оценено как **ограниченное, многолетнее и слабое**. Категория значимости присваивается **средняя** (9-27).

В проекте предложены мероприятия по охране водных ресурсов месторождения, и представлены рекомендации по организации экологического мониторинга водных ресурсов.

Оценка воздействия на недра

На стадии разработки месторождения Каражанбас воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (от-



крытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;

- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду при реализации проектных решений по разработке месторождения Каражанбас оценено как **ограниченное, многолетнее и умеренное**. Категория значимости присваивается **высокая** (28-64).

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

Земельные ресурсы и почвенный покров. Отходы производства и потребления. Почвенный покров рассматриваемой территории формируется на засоленных слоистых озерно-морских отложениях. Здесь широко распространены солончаки и луговые засоленные приморские почвы, менее распространены бурые засоленные почвы и пески мелкобугристые. Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта (A+B1), низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья.

Воздействие разработки месторождения Каражанбас на почвенный покров оценено: **ограниченным, многолетним и слабым**. Категория значимости присваивается **средняя**.

Основные виды и объемы образования отходов на 2011 г. установлены согласно «Проекту нормативов размещения отходов производства и потребления (ПНРО) АО «Каражанбасмунай» на 2011 г (заключение МООС № 10-02-15/3117-1 от 12.11.2010 г.).

АО «Каражанбасмунай» имеет в своем составе полигон временного хранения промышленных нефтяных отходов и КО для централизованного сбора и временного хранения замазученного грунта и нефтешлама с низким содержанием сырой нефти в пределах 15-18 % в общем объеме складированного грунта и размещения коммунальных отходов. Полигон расположен в 12 км от берега Каспийского моря и в 10,5 км (по прямой) от вахтового поселка Каражанбас, на северной окраине месторождения, введенный в эксплуатацию в 2001 году.

В соответствии с Проектом нормативов размещения отходов производства и потребления (ПНРО) АО «Каражанбасмунай» на 2011 г (заключение МООС № 10-02-15/3117-1 от 12.11.2010 г.) полигон не эксплуатируется с 2010 года.

В соответствии со ст.217 Экологического кодекса РК, при использовании земель природопользователи должны не допускать загрязнения земель; в целях охраны земель собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия по защите земель от загрязнения химическими веществами. Таким образом, при реализации проектных решений образование замазученного грунта не допустимо (за исключением рекультивации «исторических» загрязнений).

Кроме того необходимо предусмотреть вывоз части образующихся отходов (металлолом, металлические бочки) на переработку. Повторное использование части отходов (илловый осадок и глинистый песок) можно осуществлять после согласования соответствующей проектной документации.

Растительный и животный мир. Среди основных факторов воздействия на растительный покров и животный мир, при всех видах работ на месторождении Каражанбас, можно выделить следующие:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

В целом, влияние на растительный и животный мир, оценено как **ограниченное, многолетнее и слабое**. Категория значимости присваивается **средняя**.



Также предложены мероприятия по сохранению и уменьшению воздействия на флору и фауну, и предложены рекомендации по мониторингу растительности и животного мира.

В проекте разработаны мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов, и представлены предложения по проведению экологического мониторинга.

В составе проекта проанализировано комплексное воздействие на окружающую среду при нормальном режиме работы, и приведена оценка экологического риска реализации проектных решений на месторождения Каражанбас.

В план природоохранных мероприятий на 2012 год необходимо включить в том числе следующие мероприятия:

- Проведение работ по ликвидации технологического амбара в прибрежной части месторождения с проведением соответствующих рекультивационных работ.
- Укрепление сооружений в целях предотвращения размыва и подтопления под воздействием сгонно-нагонных явлений Каспийского моря.

При этом учесть, что в пределах предохранительной зоны запрещается строительство полигонов по захоронению отходов.

Вывод

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2011 г.) с разделом «Охрана недр и окружающей среды» как стадию ПредОВОС.

**Начальник Управления
экологической экспертизы**



Ш. Сулейменова

А. Шаханова
(7172) 740847

