

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»



ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР
(по состоянию изученности на 01.01.2024 г.)

Договор №966385/2024/1 от 17.04.2024 г. заказ наряд №10

**ТОМ 2. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

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



О. Сарбопеев

г. Актау, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы экологии		Э. Хаманова
Ответственный исполнитель: Ведущий инженер		М. Алдакова
Эксперт		Г. Дмитриева
Ведущий инженер		Т. Спицина
Старший инженер		М. Джабыкпаева
Старший инженер		А. Кусаинов
Инженер		А. Сарсенбек
Инженер		А. Сатканкул
Инженер службы информационного обеспечения		А. Еремян



СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЦ.....	7
СПИСОК РИСУНКОВ.....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	14
1.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	14
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАБОТ	21
1.3 СЕЙСМОТЕКТОНИКА И СЕЙСМИЧНОСТЬ.....	24
1.4 ГЕОМОРФОЛОГИЯ И РЕЛЬЕФ	24
1.5 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	26
1.5.1 Поверхностные воды	26
1.5.2 Подземные воды	26
1.6 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	28
1.7 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	34
1.8 ЛАНДШАФТ.....	38
1.9 РАСТИТЕЛЬНОСТЬ.....	40
1.10 ОСОБО ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ И ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ	41
2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ.....	46
2.1 АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	46
2.2 ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	48
2.2.1 РЕЗУЛЬТАТЫ МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНЫХ ВОД	49
2.2.2 МОНИТОРИНГ СТОЧНЫХ ВОД	53
2.3 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ	54
2.4 БИОРАЗНООБРАЗИЕ	57
2.4.1 Растительность	57
2.4.2 Животный мир.....	61
2.4.3 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана	67
2.5 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА В РАЙОНЕ РАБОТ	71
3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	74
3.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	74
3.1.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	74
3.1.2 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	80
4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	83
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН.....	83
4.2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	83
4.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ.....	84
4.4 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	86
4.5 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАСШИРЕНИЮ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	94
4.6 ТРЕБОВАНИЕ К РАЗРАБОТКЕ ПРОГРАММЫ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ГАЗА.....	97
4.7 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ ППД, КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОГО АГЕНТА	98
4.8 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ	106
5. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	110
5.1 ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА, ВЫБРАННОГО ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ	111
5.2 СОЦИАЛЬНЫЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА.....	112
5.2.1 Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения	113



5.2.2 Общие технические характеристики намечаемой деятельности.....	113
5.2.3 Площадь занимаемых земель.....	113
5.2.4 Сведения об ожидаемой потребности предприятия в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.....	113
5.2.4.1 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ	113
5.2.4.2 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ.....	113
5.2.4.3 МАТЕРИАЛЫ, СЫРЬЕ, РЕСУРСЫ.....	115
6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	116
7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	121
7.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	122
7.2 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения. Обоснование предельных эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу.	123
7.2.1 Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	123
7.2.2 Характеристика возможных залповых выбросов	127
7.2.3 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух.....	127
7.2.4 Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения....	135
7.2.5 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов.....	135
7.2.6 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы.....	138
7.2.7 Уточнение размера санитарно-защитной зоны, области воздействия	138
7.4 Мероприятия по ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ. ВНЕДРЕНИЕ МАЛООТХОДНЫХ И БЕЗОТХОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	139
7.5 Мероприятия по РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД ОСОБО НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	144
7.6 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух	147
8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД.....	150
8.1. ПОТРЕБНОСТЬ В ВОДНЫХ РЕСУРСАХ ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ВОДЫ	151
8.1.1 Водопотребление.....	152
8.1.2 Водоотведение.....	159
8.1.3 Система поддержания пластового давления.....	159
8.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ИСТОЩЕНИЯ	161
8.3 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ, АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ ИХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗМОЖНОГО ИСТОЩЕНИЯ ВОД.....	164
9. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ	167
10. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ. ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР.....	168
10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель	168
10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района.....	168
10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению	169
10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почвенный покров и растительность	175
10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению.....	178
10.6 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ	182
11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	184



11.1	ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ	184
11.2	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ.....	203
11.3	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ В ЧАСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ	217
12.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА	219
12.1	ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА)	219
12.1.1	<i>Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) при бурении скважины</i>	<i>220</i>
12.2	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА).....	222
12.3	ПРИРОДООХРАННЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ВОЗМОЖНОГО НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ (НЕДРА)	223
12.4	ОХРАНА НЕДР	223
13.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	229
13.1	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, А ТАКЖЕ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ	229
13.2	ХАРАКТЕРИСТИКА РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ В РАЙОНЕ РАБОТ, ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ РАДИАЦИОННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ. РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	232
14.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	236
14.1	СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАБОТ.....	236
14.2	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ.....	238
14.3	ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ ПРИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	242
15.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ	244
16.	АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ.....	248
16.1	АНАЛИЗ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	249
16.1.1	<i>ВЕРОЯТНОСТЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ПРОГНОЗ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</i>	<i>253</i>
16.1.2	<i>ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПРИ АВАРИИ.....</i>	<i>255</i>
16.1.3	<i>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ.....</i>	<i>255</i>
16.2	АНАЛИЗ РИСКОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК И ТРУБОПРОВОДОВ (ГУ, ЗУ И УПСВ)	257
16.2.1	<i>АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ПРИРОДНЫМИ ФАКТОРАМИ</i>	<i>257</i>
16.2.2	<i>АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ АНТРОПОГЕННЫМИ ФАКТОРАМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ</i>	<i>258</i>
16.2.3	<i>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ.....</i>	<i>259</i>
16.2.4	<i>АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ В ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ</i>	<i>259</i>
16.2.5	<i>РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ.....</i>	<i>262</i>
16.2.6	<i>РАЗРАБОТКА ПЛАНА ДЕЙСТВИЙ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ ПО ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И (ИЛИ) ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ (ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ, АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА И ВОДНЫХ РЕСУРСОВ).....</i>	<i>264</i>
17.	МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	267
17.1	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	267
17.2	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ И ИХ РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ..	268
17.3	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ.....	269
17.4	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ И НЕДРА	270
17.5	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И ГРУНТЫ	270
17.6.	МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР	271



17.7. МЕРЫ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА.....	271
17.8 Мероприятия по управлению отходами.....	272
17.8.1 Операции по управлению отходами.....	272
17.8.2 Рекомендации по управлению отходами.....	275
18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	279
19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	282
20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО	284
КОНТРОЛЯ.....	284
20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха.....	284
20.2 Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов	285
20.3 Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира, мест временного накопления отходов.....	286
21. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ	288
22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	291
23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА	293
24. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	295
25. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	298
26. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	299
 ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	322
1.1 РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ.....	322
1.2 РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВНОВЬ ВВОДИМОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	339
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ	343
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ	344
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ЛИЦЕНЗИЯ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	363
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА «ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР» (2018 Г.) С МАТЕРИАЛАМИ ПРЕДОВОС	365
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ	375
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ	376
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПИСЬМО О ПОДТВЕРЖДЕНИИ УСТАНОВЛЕННОГО РАЗМЕРА СЗЗ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР	388
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ПИСЬМА ОТ ГОСОРГАНОВ О СОГЛАСОВАНИИ ПРОЕКТА.....	389



СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Асар	15
Таблица 1.2- Средняя температура (по месяцам)	22
Таблица 1.3- Средняя месячная скорость ветра.....	22
Таблица 1.4- Средняя многолетняя повторяемость направления и скорости ветра по 8 румбам	22
Таблица 1.5- Среднее количество осадков (по месяцам), мм	23
Таблица 1.6- Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха	23
Таблица 1.7- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	23
Таблица 2.1- Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Асар ...	47
Таблица 2.2- Координаты мониторинговых скважин на месторождении Асар	48
Таблица 2.3- Результаты химических анализов проб подземных вод, отобранных в 2021- 2023 годах	49
Таблица 2.4- Сравнительный анализ данных лабораторных исследований проб сточной воды после очистки и установленных нормативов ПДС	53
Таблица 2.5- Сравнительный анализ почвенного покрова месторождения Асар за 2021-2023 гг.....	56
Таблица 3.1- Сводные данные по бурению скважин по вариантам.....	75
Таблица 3.2- Основные технологические показатели разработки по месторождению. Рекомендуемый вариант 3	76
Таблица 3.3- Характеристика фонда скважин по месторождению. Рекомендуемый вариант 3	78
Таблица 3.4- Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам	80
Таблица 3.5- Интегральные экономические показатели за рентабельный период.....	80
Таблица 4.1 - Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин....	85
Таблица 4.2 – Перечень групповых и замерных установок.....	88
Таблица 4.3 - Распределение технологического оборудования, установленного на ГУ месторождения Асар	88
Таблица 4.4 – Текущее состояние системы сбора продукции.....	88
Таблица 4.5 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти	95
Таблица 4.6 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти	95
Таблица 4.7 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти	96
Таблица 4.8 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти	96
Таблица 4.9 – Состав и физико-химические свойства альб-сеноманской воды	99
Таблица 4.10 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД	101
Таблица 4.11 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД	102
Таблица 4.12 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД	102
Таблица 4.13 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД	102
Таблица 4.14 – Рекомендуемая конструкция скважин.....	107
Таблица 6.1 – Скважины-кандидаты для ОПИ ОВП на месторождении Асар 2022г.	119
Таблица 7.1 - Сравнительный анализ по выбросам ЗВ и количеству источников выбросов по ПУ «Жетыбаймунайгаз»	122
Таблица 7.2 - Данные по бурению скважин по вариантам и по годам разработки месторождения Асар	123
Таблица 7.3 - Данные по вводу нового оборудования по вариантам и по годам разработки месторождения Асар (период эксплуатации)	124
Таблица 7.4 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве 1-ой скважины	129
Таблица 7.5 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 ед. оборудования).....	130
Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант №1	131
Таблица 7.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 2	131
Таблица 7.8 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 3 (рекомендуемый).....	132
Таблица 7.9 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 4	132
Таблица 7.10 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 1	133



Таблица 7.11 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 2.....	133
Таблица 7.12 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 3.....	134
Таблица 7.13 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 4.....	134
Таблица 7.14 - Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождений Жетыбайской группы.....	136
Таблица 7.15 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ.....	136
Таблица 7.16- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.....	137
Таблица 7.17- Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	148
Таблица 8.1 – Расчет водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины.....	154
Таблица 8.2- Общее водопотребление при строительстве 1-й скважины.....	154
Таблица 8.3 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №1.....	156
Таблица 8.4 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2.....	156
Таблица 8.5 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №3.....	157
Таблица 8.6 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №4.....	157
Таблица 8.7 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по варианту №1.....	158
Таблица 8.8 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №2.....	158
Таблица 8.9 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №3.....	158
Таблица 8.10 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №4.....	158
Таблица 8.11 - Динамика технологических показателей разработки месторождения Асар за 2019-2023гг....	160
Таблица 8.12 - Физико–химические параметры сточной воды по требованиям СТ РК-1662-2007.....	161
Таблица 8.13 - Оценка воздействия на поверхностные воды.....	164
Таблица 8.14 - Оценка воздействия на подземные воды.....	165
Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты.....	167
Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность.....	177
Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир.....	181
Таблица 11.1 – Лимиты накопления отходов на 2024 год.....	189
Таблица 11.2 - Характеристика (инвентаризация) отходов, образующихся в структурных подразделениях ПУ «ЖМГ» АО «Мангистаумунайгаз».....	194
Таблица 11.3 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины, их классификация и способы утилизации.....	207
Таблица 11.4- Конструкция скважины.....	209
Таблица 11.5- Расчет объема скважины.....	209
Таблица 11.6 – Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 1.....	213
Таблица 11.7 - Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 2.....	213
Таблица 11.8 - Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 3.....	214
Таблица 11.9 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 4 на период строительства скважин (по годам).....	214
Таблица 11.10- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 1 на период эксплуатации (по годам).....	215
Таблица 11.11- Предельные объемы накопления при реализации вариантов №2 на период эксплуатации (по годам).....	215
Таблица 11.12- Предельные объемы накопления при реализации вариантов № 3 на период эксплуатации (по годам).....	216
Таблица 11.13- Предельные объемы накопления при реализации вариантов № 4 на период эксплуатации (по годам).....	216
Таблица 11.14 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду.....	217
Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра.....	222
Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования.....	229
Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия.....	235



Таблица 14.1 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия.....	238
Таблица 14.2 - Градации воздействия на социально-экономическую среду	239
Таблица 14.3 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	240
Таблица 14.4 - Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду.....	240
Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия	244
Таблица 15.2 - Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия.....	245
Таблица 15.3 - Шкала величины интенсивности воздействия	245
Таблица 15.4 - Значимость воздействия.....	246
Таблица 15.5 - Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия	246
Таблица 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий».....	250
Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций	250
Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска.....	261
Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска	262
Таблица 17.1 - План мероприятий по реализации программы управления отходами	278
Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия.....	282
Таблица 19.2- Градации значимости воздействий	282
Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия	283
Таблица 26.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Асар	300
Таблица 26.2- Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам	302

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1- Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Асар ПУ «Жетыбаймунайгаз» в Мангистауской области.....	20
Рисунок 1.2- Среднегодовая роза ветров, %.....	24
Рисунок 1.3. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау	25
Рисунок 1.4- Структурная схема по подошве юрских отложений (по данным тп 7/82 ПО МНГФ)	32
Рисунок 1.5- Геологическая модель месторождения Асар.....	32
Рисунок 1.6- Почвенная карта	34
Рисунок 1.7- Ландшафты	39
Рисунок 1.8 - Карта особо охраняемых природных территорий (ООПТ).....	43
Рисунок 1.9- Карта расположения памятников истории и культуры в Мангистауской области	45
Рисунок 2.1- Диаграмма показателей концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ за 2021-2023 гг. в сравнении с ПДК.....	47
Рисунок 2.2- Расположение мониторинговых скважин месторождения Асар в спутниковой фотосъемке.....	49
Рисунок 2.3- Слева - итсигек или ежовник безлистный (<i>Anabasis aphylla</i>), справа - галимокнемис твердоплодный (<i>Halimoscnemis sclerosperma</i>) на месторождении Асар	59
Рисунок 2.4- Кусты тамариска многоветвистого вблизи водонасосной станции Асар	60
Рисунок 2.5- Зелёная жаба <i>Bufo</i> (<i>Pseudepidalea</i>).....	63
Рисунок 2.6 - Степная агама <i>Trapelus sanguinolentus</i>	64
Рисунок 2.7 - Среднеазиатская черепаха.....	64
Рисунок 2.8 - Сизый голубь (<i>Columba livia</i>).....	65
Рисунок 2.9- Представители животного мира Мангистауской области	67
Рисунок 2.10- Розовый пеликан	69
Рисунок 2.11 Лебедь-кликун	69
Рисунок 2.12- Степной орел	70
Рисунок 4.1 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-1	91
Рисунок 4.2 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-2	92
Рисунок 4.3 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-3.....	93
Рисунок 4.4 – Технологическая схема ВНС–Асар	104
Рисунок 4.5 – Технологическая схема БКНС–Асар	105
Рисунок 11.1- Раздельный сбор отходов на групповой установке Асар-1	187
Рисунок 11.2- Раздельный сбор отходов на групповой установке Асар-3.....	187
Рисунок 26.1 - Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Асар в Мангистауской области.....	300



ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Асар» разработан на основании договора 966385/24/1 от 17.04.2024 г., заказ-наряда №10 между АО «Мангистаумунайгаз» и филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года, № 239 и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

Инициатор намечаемой деятельности - АО «Мангистаумунайгаз». Юридический адрес: 130000 Мангистауская область, г. Актау, мкр. 6, здание 1. Тел.: 8(7292)215104, 211604, факс: 8(7292)212219, e-mail: mmg@mmg.kz.

Правом на недропользование месторождением Асар владеет Акционерное общество «Мангистаумунайгаз». Разработку нефтегазового месторождения Асар ведет ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».

В настоящее время разработка месторождения Асар ведется согласно «Проекту разработки месторождения Асар», согласованным ЦКРР при МЭ РК в 2019 г. (Протокол 10/7 от 31.05.2019 г.), и получившее положительное заключение государственной экологической экспертизы № KZ12VCY00137123 от 23.11.2018 г. (Приложение 5).

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г. (протокол ГКЗ РК № 2630-23-У от 20.12.2023г.), выбор и обоснование наиболее эффективного варианта эксплуатации объекта на период разработки месторождения.

В связи с этим были рассмотрены 4 варианта разработки месторождения и, проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы, был выбран наиболее рентабельный вариант разработки месторождения Асар.

Основная цель проведения экологической оценки – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (далее - ОС), анализ изменения качества ОС при реализации основных проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Асар с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Проект разработки месторождения Асар является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки месторождения Асар. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. В дальнейшем на последующей стадии проектирования будут разработаны отдельные рабочие проекты на строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов и сооружений, на строительство скважин - индивидуальные/групповые технические проекты с соответствующими материалами экологической оценки к ним.

Согласно п. 6 ст. 67 Экологического Кодекса РК (2021 г.) оценка воздействия на окружающую среду включает послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, который проводится, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК РК.

Все вышеперечисленное указывает, что на данном этапе в проведении



послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках «Проекта разработки месторождения Асар» не представляется возможным.

Отчет 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 покрове, животном мире и социальной среде в результате реализации намечаемой деятельности.

В проекте разработки приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях. Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **4 варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **третий вариант разработки** месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант. В качестве базового варианта, согласно утвержденного Проекта разработки 2019 г., рассмотрен вариант продолжения реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар, с реализацией площадной обращенной девятиточечной системы разработки и плотностью сетки 400х400 м на всех основных объектах разработки. Предусмотрен ввод из бурения **51 скважин**, в т.ч. 34 добывающие вертикальные, 8 добывающие горизонтальные и 9 нагнетательные скважин, которые рассмотрены для бурения на основных объектах разработки. В работе предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

Вариант 2. Предусматривает разбуривание 11 выделенных основных объектов, эксплуатаций с темпом ввода от минимального количества 9 скв/год до максимального – 19 скв/год, причем период стабильного темпа разбуривания составляет 6 лет (2024-2029 гг.). На основных объектах разработки реализуется, преимущественно, площадная обращенная девятиточечная система разработки, с плотностью сетки 16 га/скв с учетом сложившегося фактического размещения существующих скважин. В рассматриваемом варианте предусмотрено бурение всего **92 скважин**, из которых: 76 добывающие вертикальные (ВНС) и 16 нагнетательные. Разбуривание сетки скважин, преследует цель вовлечения в



разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах также учитываются переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах.

Вариант 3 - рекомендуемый. Включает все положения второго варианта, при этом в русловых зонах объектов с высоким скоплением остаточных извлекаемых запасов нефти предусмотрено бурение 5 скважин с горизонтальным окончанием ствола. Всего рассмотрено для бурения **92 скважин**, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные, 5 – горизонтальные и 16 нагнетательные. Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Вариант 4. В данном варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3. Рассмотрено уплотнение сетки скважин с оптимизацией количества проектных скважино-точек за счет дополнительного бурения трех горизонтальных скважин. Рекомендуется пробурить **115 скважин**, в том числе вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 ед., которые предусмотрены на основные объекты разработки. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. Предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Проектный срок по всем вариантам разработки месторождения составляет 73 лет, с 2024 по 2096 гг.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ на месторождении необходимо произвести оценку 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 оценки воздействия определяются потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

Отчет о воздействии на окружающую среду разрабатывается на основании рекомендуемого варианта разработки месторождения Асар, с использованием имеющихся фондовых и специализированных научных материалов, отчетов о производственном мониторинге и ранее разработанных проектов.

Представленный «Отчет о возможных воздействиях» обобщает результаты предварительного ознакомления с исходными данными о намечаемой деятельности и районе ее реализации, а также с информацией о состоянии окружающей природной и социальной среды района расположения месторождения Асар. В «Отчете о возможных воздействиях» определен характер намечаемой деятельности, рассмотрены альтернативы ее реализации, определены наиболее вероятные воздействия на компоненты окружающей природной и социальной среды.



Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-методических документов Республики Казахстан.

Разработчиком проекта является филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», имеющий лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (№02354Р от 15.12.2021 г. – приложение 4).



1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 Общие сведения о предприятии

Основным производственным направлением АО «Мангистаумунайгаз», созданным в 1995 году Постановлением Мангистауского территориального комитета по государственному имуществу, является разведка и эксплуатация нефтегазовых месторождений, добыча нефти и газа и их реализация.

На основании Контракта, заключенного между АО «Мангистаумунайгаз» и Правительством РК от 11.05.1998г., АО «Мангистаумунайгаз» осуществляет разработку и доразведку на 15 нефтяных и газоконденсатных месторождениях Мангистауской области: Каламкас, Жетыбай, Асар, Бурмаша, Жетыбай Восточный, Алатюбе, Северное Карагие, Оймаша, Жетыбай Южный, Придорожное, Бектурлы, Атамбай-Сартюбе, Северный Аккар, Ащиагар, Айрантакыр.

В состав АО «Мангистаумунайгаз» входят два производственных управления: «Жетыбаймунайгаз» (ПУ «ЖМГ») и «Каламкасмунгаз» (ПУ «КМГ»).

Основная производственная деятельность производственного управления «Жетыбаймунайгаз» - добыча механизированным способом, сбор, первичная подготовка и внутрипромысловый транспорт нефти и попутного газа по однотрубной герметизированной системе на месторождениях Жетыбай, Ащиагар, Атамбай-Сартюбе, Придорожное, Карагие Северное, Айрантакыр, Алатюбе, Оймаша, Северный Аккар, Бектурлы, Жетыбай Южный, Жетыбай Восточный, Асар, Бурмаша.

Все объекты ПУ «Жетыбаймунайгаз» расположены на полуострове Мангышлак в Мангистауской области, Каракиянском и Мангистауском районах. Район расположения месторождений ПУ «ЖМГ» связан автомобильными дорогами с городами Актау, Жанаозен, железной дорогой Узень – Бейнеу – Макат – Кунград с другими областями РК, Россией и странами Средней Азии. Ближайшие железнодорожные станции разгрузки: Мангышлак, Жетыбай.

Крупнейшее в группе Жетыбайских месторождений месторождение Жетыбай открыто в 1961 г. и введено в промышленную разработку в 1967 г., остальные месторождения ПУ «ЖМГ» были введены в эксплуатацию в 70–90 годы.

На месторождениях Жетыбайской группы действует напорная система нефти и газа, которая представляет собой разветвленную сеть трубопроводов различного диаметра (Д 219 - 325 мм - осевые, Д 159 - 168 мм - сточные). Нефть из скважин по выкидным линиям Д = 114 поступает на групповые и замерные установки. Скважины к ЗУ и ГУ подключаются по лучевой системе без учета принадлежности скважин к объектам разработки. Транспортировка добываемой продукции от устья скважин до ГУ и ЗУ происходит по выкидным линиям, средняя длина которых составляет 500-700 м за счет действия буферных давлений.

Добыча нефти на месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» ведется в основном механизированным способом при помощи станков-качалок, сбор и внутрипромысловый транспорт добываемой продукции осуществляется по однотрубной герметизированной лучевой системе.

Месторождение Асар

Месторождение Асар входит в Жетыбайскую группу месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз».



Газонефтяное месторождение Асар расположено в степной части полуострова Мангышлак. В административном отношении относится к Мангистаускому и Каракиянскому районам Мангистауской области Республики Казахстан.

Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан серия ГКИ №932 Д (нефть) от 08.12.1997 г. Срок действия - 31 год с продлениями.

Площадь горного отвода – 34,2 км². Площадь геологического отвода – 28,43 км².

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Асар представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Асар

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	43°34'08"	52°19'40"
2	43°34'29"	52°21'00"
3	43°34'03"	52°24'03"
4	43°33'06"	52°26'20"
5	43°31'25"	52°28'00"
6	43°31'00"	52°26'54"
7	43°33'10"	52°20'06"
8	43°33'37"	52°19'39"

Ближайшие населенные пункты: пос. Жетыбай - в 30 км (Каракиянский район), с. Шетпе – 100 км (Мангистауский район). Поселок Мунайши расположен в 40 км (здесь находится офис ПУ «Жетыбаймунайгаз»), железнодорожная станция Жетыбай - в 45 км, г. Жанаозен - в 40 км и областной центр г. Актау - в 120 км, где расположен офис АО «Мангистаумунайгаз». Месторождение Асар связано с городами и крупными поселками асфальтированными дорогами. Связь с другими населенными пунктами и скважинами осуществляется автомобильным транспортом по грунтовым дорогам. В г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау. Через месторождения Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод Узень-Самара, к которому подключен нефтепровод с месторождения Асар.

Территория месторождения представляет собой обширную впадину с крутыми южным и восточным склонами и пологим западным. Склоны впадины изрезаны мелкими короткими оврагами. Рельеф слабо всхолмленный, с общим небольшим подъемом с запада на восток от +90 до +170 м.

Район расположения характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. Источником питьевой воды служит привозная вода, доставляемая на месторождение автоцистернами, и бутилированная вода. Для технического водоснабжения служат скважины, пробуренные на альб-сеноманский водоносный горизонт, а также за счет водовода морской воды Актау-Жетыбай-Узень. Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд производственных объектов АО «ММГ» используется вода техническая - волжская вода, поступающая с трубопровода ТОО «Магистральный водовод» по договору, а также с ТОО «Турмыс Сервис» по договору.

Месторождение Асар было открыто в мае 1969 г., получением притока нефти с водой из подошвенной части Ю-Х горизонта в скважине №2, а затем притока нефти дебитом 63 м³/сут из кровельной части этого же горизонта. В дальнейшем, нефтегазоносность установлена в отложениях от батского до ааленского яруса с этажом нефтегазоносности продуктивной толщи порядка 600 м.

Впервые подсчет запасов нефти выполнен в 1972 г. по результатам бурения и опробования 14 поисковых и разведочных скважин. На Государственном балансе полезных



ископаемых ГКЗ СССР учтены геологические запасы по категории C_1 в количестве 22956 тыс.т., по категории C_2 - 2649 тыс.т. (Протокол ГКЗ СССР № 6747 от 8.12.1972 года) [3].

В начале 1973 года проектным институтом «КазНИПИнефть» был составлен «Проект пробной (опытной) эксплуатации месторождения Асар» [4] на основе которой начата пробная эксплуатация месторождения с вводом в разработку трех нефтяных объектов – IVБ+В, IXБ+В и XА+XI гор и бурением 15 добывающих скважин с целью уточнения параметров коллекторов и их продуктивности для составления проектного документа.

В январе 1974 года месторождение Асар вступило в промышленную разработку и разрабатывалось согласно «Комплексной технологической схемы разработки нефтегазовых горизонтов месторождения Асар» до 1978 года. Комплексная технологическая схема [5] была принята техническим Советом ОМН 23 сентября 1974 года, в которой было рассмотрено бурение 95 скважин (68 добывающие и 27 нагнетательные).

В 1978 году на основе уточнения геологического строения месторождения и основных параметров разработки, полученных в результате бурения и эксплуатации 51 скважины, была составлена «Уточненный проект разработки месторождения Асар» [6], в которой были выделены 4 основных (1 объект – IVA гор, 2 объект – IXБ гор, 3 объект – XА гор и 3 объект – XI гор) и 2 возвратных объектов эксплуатации (IVБ и XБ гор).

В 1985 г. запасы нефти и газа по состоянию на 01.07.1985 г. были пересчитаны по 16 залежам (11 нефтяным - в Ю-II – Ю-VI, Ю-IX - Ю-XI горизонтах и 5 газонефтяным - в Ю-IV и Ю-IX горизонтах) Протокол ГКЗ СССР № 9798 от 13.09.1985 г. [7].

В 1988 году институтом «КазНИПИнефть» составлена новая «Технологическая схема разработки месторождения Асар» и утверждена ЦКР МНП СССР (протокол от 08.12.1989г.), в которой было выделено 8 основных и 4 возвратных объекта. Утвержденный вариант предусматривал переход на площадную девятиточечную (400м.*400м.) систему разработки с закачкой ПАВ, бурением 247 скважин (141 добывающей и 63 нагнетательной) с темпом разбуривания 20 скважин в год, начиная с 1990 года [8].

В последующие годы на месторождении проводилось опробование пластов-коллекторов, положительно охарактеризованных по промыслово-геофизическим материалам. В результате были установлены новые залежи: нефтяная залежь Б в Ю-II горизонте, газонефтяная залежь А и газовая залежь Б в Ю-VIII горизонте, газонефтяная залежь в Ю-VII горизонте и нефтяная залежь В₁ в Ю-IX горизонте. Запасы этих залежей подсчитаны в оперативном порядке в 1988 и 1989гг., утверждены Центральной комиссией по запасам Миннефтепрома СССР и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых [9].

В 1996 году в соответствии с техническим заданием АО «Мангистаумунайгаз» по договору 186/96 составлено «Технико-экономическое обоснование разработки нефтегазового месторождения Асар» [10], в котором предусмотрено разбуривание (204 скв до 2010г.) и разработка месторождения и достижение КИН до 2020 года - 0, 16 д.ед.

В 2006 г. на ЦКР МЭиМР РК была представлена и утверждена работа «Анализ разработки месторождения Асар» [11] (Отчет по договору №278/43, ТОО «НПЦ») в рамках которой были уточнены проектные показатели разработки месторождения до 2010 г. С этого момента, по основным объектам разработки Ю-IVA+V, Ю-IXАБ, Ю-XА, Ю-XБ+XI и, соответственно в целом по месторождению, расхождение между проектными и



фактическими показателями по большинству параметров не имеет значительных расхождений.

«Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа месторождения Асар 2009г» [12] выполнен по результатам бурения 33 эксплуатационных и одной поисковой скважины, а также проведенных детальных сейсморазведочных работ.

Начальные геологические запасы и извлекаемые запасы углеводородов на 01.01.2009 года утверждены ГКЗ РК 23 июня 2010 г. (протокол № 938-10-У) [13].

На основе Утвержденных запасов нефти и растворенного в ней газа выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Асар» [14], рассмотренная ЦКРР РК и утвержденная КГиН МИНТ РК (протокол №4 от 14-15.12.2010г).

В 2015 г. был выполнен «Анализ разработки месторождения Асар по состоянию на 01.01.2015г.» [17], рассмотрен на заседании ЦКРР (Протокол №66/14 от 21.12.2015г.) и утвержден КГиН МИИР РК (Протокол №27-5-113-и от 19.01.2016г.) с утверждение проектных показателей на период 2016-2017гг.

В 2018г. «Анализ разработки месторождения Асар по состоянию на 01.01.2017г.» [23], рассмотрен на ЦКРР и утвержден КГиН МИИР РК (Письмо №27-5-592-и от 06.04.2018г.). Решением ЦКРР были утверждены технологические показатели на один год (2018 г.) и рекомендовано предоставление нового проектного документа на разработку месторождения Асар.

С целью совершенствования и обоснования рациональной системы разработки, достижения утвержденного КИН при оптимальном режиме разработки нефтяных залежей месторождения Асар в 2019 году выполнен и утвержден в ЦКРР РК «Проект разработки месторождения Асар по состоянию на 01.01.2018г.» [25]. К реализации был принят и утвержден вариант 3 с проектными показателями до 2029г. и предусматривающий совершенствование системы разработки объектов за счет организации площадной обращенной девяти точечной системы разработки месторождения с применением методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

В 2023 году по результатам проведения и интерпретации в 2019-2021гг. сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, бурения 325 скважин, в т.ч. 191 скважины, пробуренных после ПЗ 2009 года [12], отбора и изучения 1178 образцов керна из 46 скважин, опробования и испытания 306 объектов, отбора и исследования 45 глубинных и 33 рекомбинированных проб пластовой нефти из 51 скважины и дегазированной нефти по 127 пробам из 80 скважин, филиалом ТОО «КМГИ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз» выполнен «Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа, ТЭО КИН месторождения Асар по состоянию на 01.01.2023 года» [30].

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы углеводородов (протокол ГКЗ РК № 2630-23-У от 20.12.2023г.) [31] приняты на государственный баланс РК и составляют: нефти по категориям $B+C_1$ – 51210/15198 тыс.т, по категории C_2 – 1619/450 тыс.т, растворенного газа по категориям $B+C_1$ – 4740/1408 млн.м³, по категории C_2 – 150,9/42,3 млн.м³, запасы газа газовых шапок по категории C_1 – 1022/912 млн.м³, по категории C_2 – 0,4 млн.м³, геологические запасы свободного газа по категории C_1 – 204/192 млн.м³, по категории C_2 – 64/60 млн.м³.



На основании Пересчета запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2023г. выполнен текущий Проект разработки месторождения с целью совершенствования и обоснования рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар.

В целом по месторождению за весь послепроектный период наблюдается снижение дебитов нефти и жидкости в 2019 г. от 9,2 т/сут и 30,1 т/сут в 2023 г. до 6,4 т/сут и 17,7 т/сут соответственно, что обусловлено ограничением добычи нефти в 2020 г. и выявленными по результатам ГИС скважин с нарушениями колонны, а также скважин, работающих водой в перфорированных интервалах.

С 1978 года разработка месторождения Асар осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) путём закачки воды в пласт. Заводнение продуктивных пластов на месторождении осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). В качестве рабочего агента используется альбсеноманская вода. Добыча альбсеноманской воды осуществляется 19 водозаборными скважинами месторождения Асар.

Электроснабжение производственных объектов месторождения Асар осуществляется от существующей линии электропередач.

Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный, круглогодичный, во вспомогательных подразделениях - односменная работа. На месторождении работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется по графику из пос. Жетыбай автотранспортом.

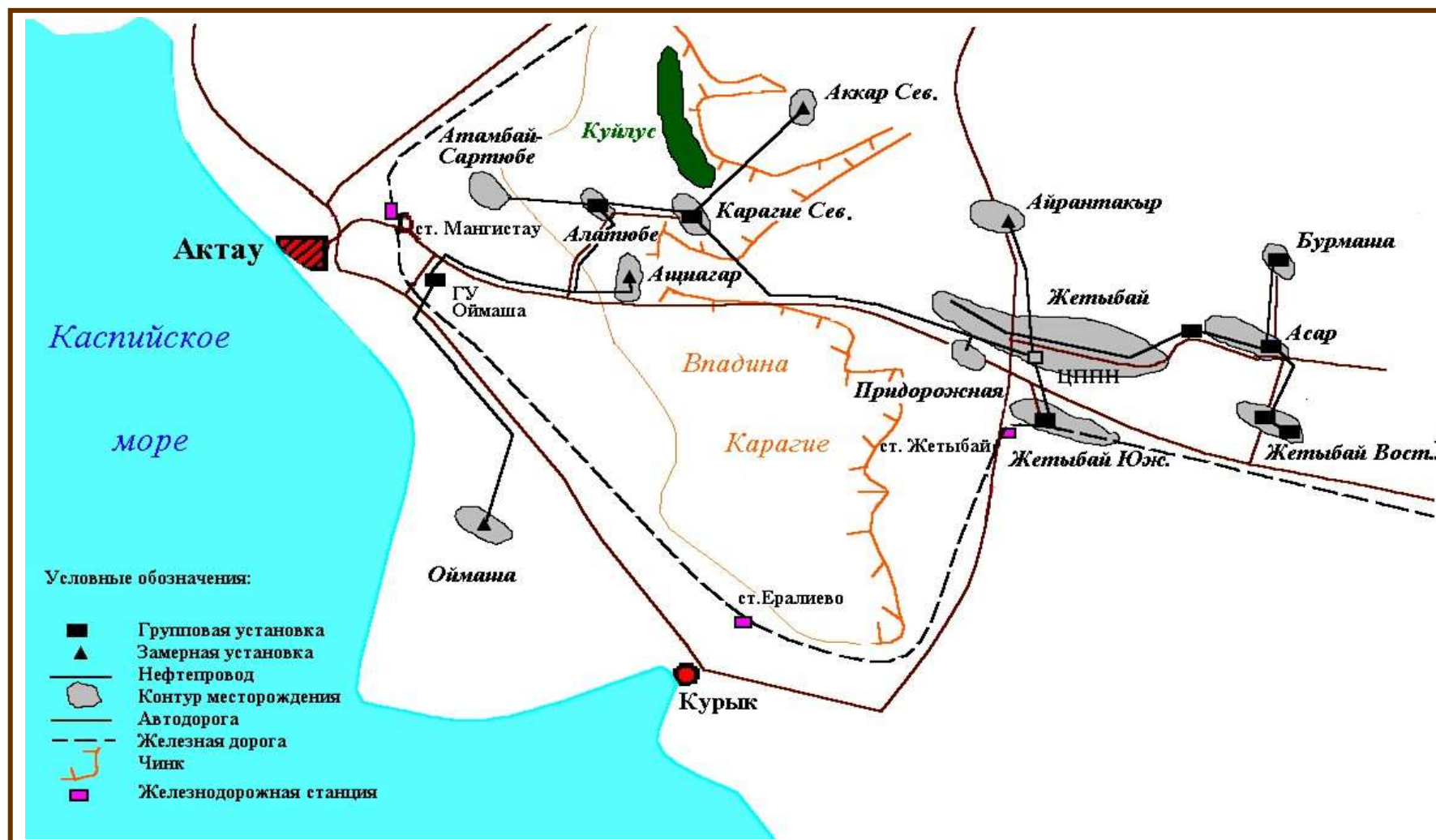
Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Асар в Мангистауской области представлена на рисунке 1.1.

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении общий пробуренный фонд составляет 367 скважин. Эксплуатационный фонд скважин месторождения насчитывает 282 скважины, из которых 197 добывающие и 85 нагнетательные. Действующий фонд скважин составляет 217 ед., в том числе 157 добывающие и 60 нагнетательные. Совместная эксплуатация разрабатываемых объектов месторождения осуществляется 6-ю действующими добывающими скважинами. Эксплуатация скважин месторождения осуществляется в основном, механизированным способом (ШГН). Две скважины основных объектов №493 (Ю-IXБ гор) и №763 (Ю-IIIБ гор) эксплуатируются фонтанным способом.

За весь послепроектный период 2019-2023 гг. на месторождении пробурены и введены в эксплуатацию 119 скважин, в том числе: 92 – добывающие и 27 нагнетательных. Бездействующий фонд месторождения составляет 64 скважины, в т.ч. добывающих 40 ед. (20%) и нагнетательных - 24 ед (28%). За анализируемый период в бездействующий фонд переведено 23 добывающие скважины по причине высокой обводненности и нарушения эксплуатационной колонны. Из эксплуатации нагнетательного фонда в бездействие переведены 6 скважин в т.ч, - 4 ед. в технологическое простое и 2 ед. из-за нарушения эксплуатационной колонны. С начала разработки ликвидировано 40 скважин, из них – 32 добывающие и 8 нагнетательных, за послепроектный период (2019 - 2023гг.) из бездействия ликвидированы 6 добывающих скважин из-за невозможности устранения аварии с подземным оборудованием, а также с дефектом эксплуатационной колонны. В контрольном фонде 9 скважин, водозаборные скважины – 8 единиц, в консервации - 9 единиц.





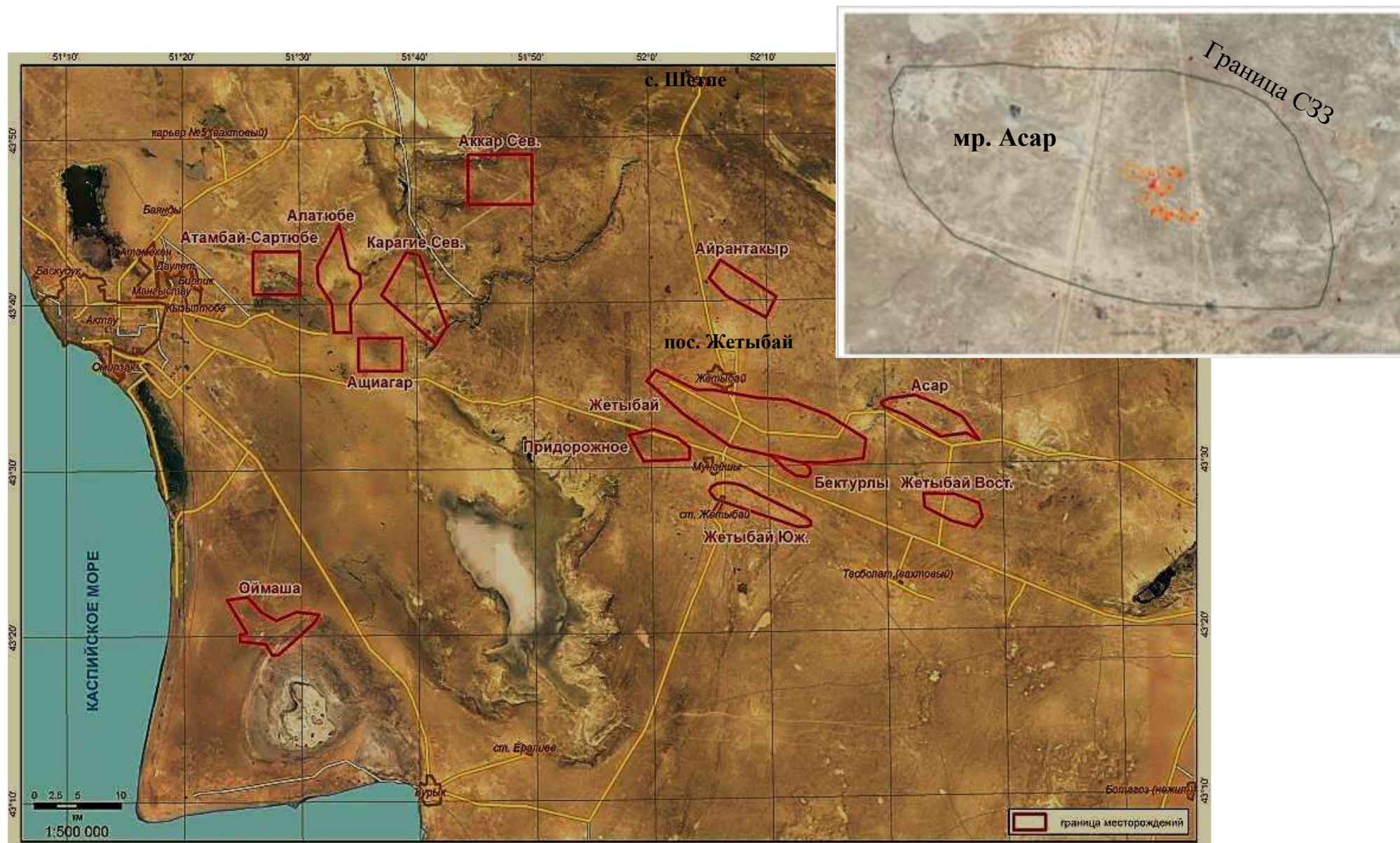


Рисунок 1.1- Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Асар ПУ «Жетыбаймунайгаз» в Мангистауской области



1.2 Характеристика природно-климатических условий района работ

Мангистауская область расположена на юго-западе Республики Казахстан в пустынной зоне и включает полуостров Мангышлак, плато Устюрт, полуостров Бузачи, сора Мертвый Култук и Кайдак. Площадь территории региона составляет 165,6 тыс. км².

Область характеризуется резко-континентальным сухим пустынным климатом, формирующимся в большей степени под преобладающим влиянием иранских и туранских арктических масс. Относительно большая протяженность области по долготе существенно сказывается на температурном режиме, особенно в зимнее время.

Значительное влияние на температурный режим области оказывает Каспийское море и западный отрог сибирского максимума, климатическая ось которого проходит через центр Казахстана в западном направлении.

Рельеф местности спокойный, равнинный.

Регион относится к полупустынной зоне с серо-бурыми почвами, в комплексе с которыми большое распространение имеют солончаки корково-пухлые и солончаки приморские.

Растительный и животный мир района характерен для зон полупустынь.

Формирование растительного покрова характерно для условий пустынь. Господствуют белоземельнополынные и биюргуновые сообщества. В понижениях рельефа местности встречаются сарсазаново-поташниковые травяные пятна. Многие участки, полностью лишены растительности в результате нефтеэксплуатационной деятельности.

Регион в хозяйственном отношении представляет собой малопродуктивные пустынные пастбища.

Поверхностные источники воды отсутствуют. Грунтовые воды залегают на глубинах 50 и более метров.

В последние годы повсеместно отмечается заметное изменение климатических параметров под влиянием антропогенной деятельности. Промышленные выбросы не только снижают количество приходящей к земле благотворной ультрафиолетовой радиации, но и создают явление, так называемого, «парникового эффекта», снижают количество озона в атмосфере и др. Это ухудшает качество жизни, качество биосферы, увеличивает количество случаев заболеваний, как человека, так и животных.

Рассматриваемый район, согласно СП РК 2.04.01-2017, относится к IV климатическому району, подрайон IV-Г.

В географическом отношении район расположения предприятия представляет собой полупустынную равнину, слабохолмистую, с преобладанием соров, с сыпучими и слабо закрепленными песками. Коэффициент рельефа местности принят 1,0.

Климат района резко континентальный, сухой с высокой активностью ветрового режима. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45⁰С. Зима малоснежная с сильным ветром, нередко буранами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/сек. В наиболее холодные зимы морозы достигают – 30⁰С.

Температурный режим

Зима (декабрь-февраль) умеренно холодная, с неустойчивой преимущественно пасмурной погодой. Морозы начинаются с середины декабря. В самый холодный месяц (январь) температура воздуха днем от –4⁰С до –6⁰С; ночью от –7⁰С до –15⁰С (редко –30⁰С).



Днем нередко бывает оттепели с температурой воздуха плюс 11⁰С. Осадки выпадают в виде снега. Толщина снежного покрова обычно не превышает 5 см, однако бывали случаи выпадения снега до 25 см, глубина промерзания грунта 80 см. Число дней с туманами до 6 в месяц.

Весна (март-апрель) теплая, температура воздуха днем плюс 5⁰С-15⁰С, ночью плюс 2⁰С - плюс 8⁰С. В апреле возможны заморозки. Весной выпадают более 25% годового количества осадков, в виде дождей. Количество дней с туманами до 4 в месяц. Пасмурных дней до 6 в месяц.

Лето (май-сентябрь) – сухое, жаркое. Температура воздуха днем плюс 22⁰С – плюс 37⁰С (редко +43⁰С), ночью +11⁰С - +15⁰С. Осадки выпадают изредка, в мае-июне. С июля по сентябрь стоит засушливая погода. Относительная влажность воздуха 56-76%.

Осень (октябрь-ноябрь) преимущественно с ясной погодой. Редко идут моросящие дожди. Температура воздуха днем плюс 5⁰С - плюс 15⁰С. Ночные заморозки начинаются со второй половины октября. В ноябре ночью температура воздуха плюс 3⁰С - плюс 8⁰С. Количество дней с туманами до трех в месяц.

Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 30⁰С. Абсолютный максимум - +45⁰С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20⁰С, с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 25⁰С, наступает в июне и продолжается до конца августа.

Таблица 1.2- Средняя температура (по месяцам)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	-5,2	-3,9	1,6	10,8	18,1	23,2	25,8	25,2	18,8	10,6	2,8	-2,6
Аккудук	-5,5	-4,1	2,7	12,4	20,2	25,7	28,6	27,2	19,6	10,5	2,7	-2,6

С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет 7-10⁰С. Лето на большей части полуострова жаркое и продолжительное. Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 25,8⁰С.

Ветер

В период октября-апреля преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50%), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря.

Таблица 1.3- Средняя месячная скорость ветра

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	6,5	6,3	5,9	5,4	5,3	4,7	4,5	4,4	4,5	4,8	5,3	5,9
Аккудук	4,5	5,1	5,2	5,2	5,1	4,7	5,0	4,7	4,5	4,2	4,4	4,4

В зимний и весенний периоды средние значения скорости ветра превышают - 5 м/сек, в летний и осенний – снижаются до 4,2 м/сек. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/сек составляет 22 дня, со скоростью 8-15 м/сек – 189 дней. Максимальная скорость 34 м/сек была зарегистрирована в феврале 2001 году. Число случаев со штилем составляет 5%.

Таблица 1.4- Средняя многолетняя повторяемость направления и скорости ветра по 8 румбам

Повторяемость направлений (%) и скорость ветра (м/сек) по 8 румбам							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ



П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С
13	5,4	13	4,8	24	5,2	18,5	6	6	5,3	4,5	4,8	8,5	5,1	12,5	5

Атмосферные осадки

Регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Наибольшее количество осадков наблюдается в апреле, наименьшее – в августе. Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5- Среднее количество осадков (по месяцам), мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	11	13	19	22	7	15	17	6	12	15	20	14
Аккудук	9	13	17	20	4	14	7	3	5	10	11	12

Среднее годовое количество осадков зарегистрировано:

- в Тушибеке – 180 миллиметров;
- в Аккудуке – 134 миллиметров.

Снежный покров

Рассматриваемый район месторождения относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Его высота обычно не превышает 5 см. Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Среднее число дней со снежным покровом в районе станции Аккудук 34 дня.

Влажность воздуха

Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождения составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре, а минимальная - в августе.

Таблица 1.6- Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	75	72	68	51	40	33	31	28	37	56	71	78
Аккудук	74	66	61	43	35	31	29	28	33	51	69	77

Солнечная радиация

Незначительное развитие облачности обуславливает большой приток солнечной радиации. Суммарная солнечная радиация для района расположения месторождения составляет 120-130 ккал/см² в год.

На большей части территории Мангистауской области радиационный солнечный баланс является положительным в течение 10 месяцев.

Метеорологические характеристики коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7- Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1,00
Средняя температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	30,0
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-8,0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10,0
СВ	14,0



В	28,0
ЮВ	18,0
Ю	6,0
ЮЗ	5,0
З	8,0
СЗ	11,0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,6
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	24,0

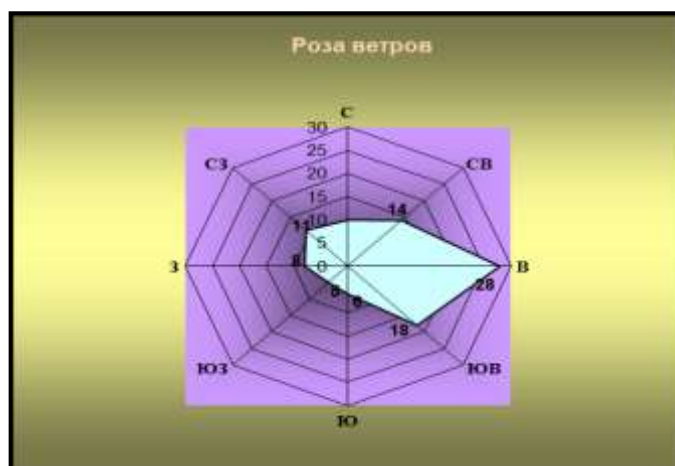


Рисунок 1.2– Среднегодовая роза ветров, %.

1.3 Сейсмотектоника и сейсмичность

Согласно СП РК 2-03-30-2017 район месторождений Жетыбайской группы относится к сейсмическим районам с интенсивностью сотрясений до 6 баллов по шкале MSK-64.

1.4 Геоморфология и рельеф

По характеру рельефа в пределах изучаемой территории на полуострове Мангыстау можно выделить три района: южный, примыкающий к подошве хр. Северный Актау, где образован комплекс абразионных хвалынских террас, частично перекрытых отложениями делювиально-пролювиального шлейфа; центральный, приподнятый, где поверхность раннехвалынской морской равнины осложнена солончаками и массивами эоловых песков; третий район включает северную и западную части полуострова, где на позднехвалынской морской равнине развиты крупные соры, в днище самого глубокого из них вскрываются.

Согласно общепринятому сейсмическому районированию территории Казахстана и СНиП РК 2.03-30-2017 сейсмичность рассматриваемой территории составляет более древние породы, вплоть до меловых.

Этот большой сор приурочен к своду поднятия, крылья которого осложнены несколькими брахиантиклиналями.

Особенности геоморфологического строения Мангыстау обусловлены аккумуляцией морских четвертичных отложений на фоне положительных тектонических подвижек. Вероятно, здесь существовала группа низких островов, и волноприбойная деятельность создавала аккумулятивные формы в виде островных и вдольбереговых баров, береговых валов. Крупный вал пересекает полуостров с юго-запада на северо-восток. Он



сложен детритусовыми песками, ракушечниками, гравием и гальками из меловых пород. Возраст этих отложений бакинский и своим положением вал определяет положение бакинской береговой линии.

Нижнехвалынские морские отложения надстраивают эту бакинскую форму, а также создают свои береговые валы, как, например, прямолинейный вал высотой до 2,5 м, вытянутый вдоль западного берега сора Кайдак на несколько километров.

Аналогично оставили в рельефе следы позднехвалынская и новокаспийская трансгрессии в виде береговых валов и невысоких абразионных уступов. Хвалынские отложения в центральной части Мангыстау, переработанные ветром, образуют песчаные бугристые равнины, большей частью закрепленные, реже подвижные, где высота эоловых форм достигает 10 м.

В геоморфологическом отношении участок находится в пределах плато Южный Мангышлак. Рельеф на месторождении имеет сложное строение. Центральную часть занимает плато, расположенное между двумя бессточными впадинами Узень и Тунгракшин. На западе и северо-западе в пределах площади на месторождении плато круто обрывается в виде уступов в сторону впадины. Плато, сложено почти горизонтально залегающими породами неогена, имеет слабо расчлененный рельеф. Тип рельефа – структурный.

Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау проиллюстрировано рисунком 1.3.

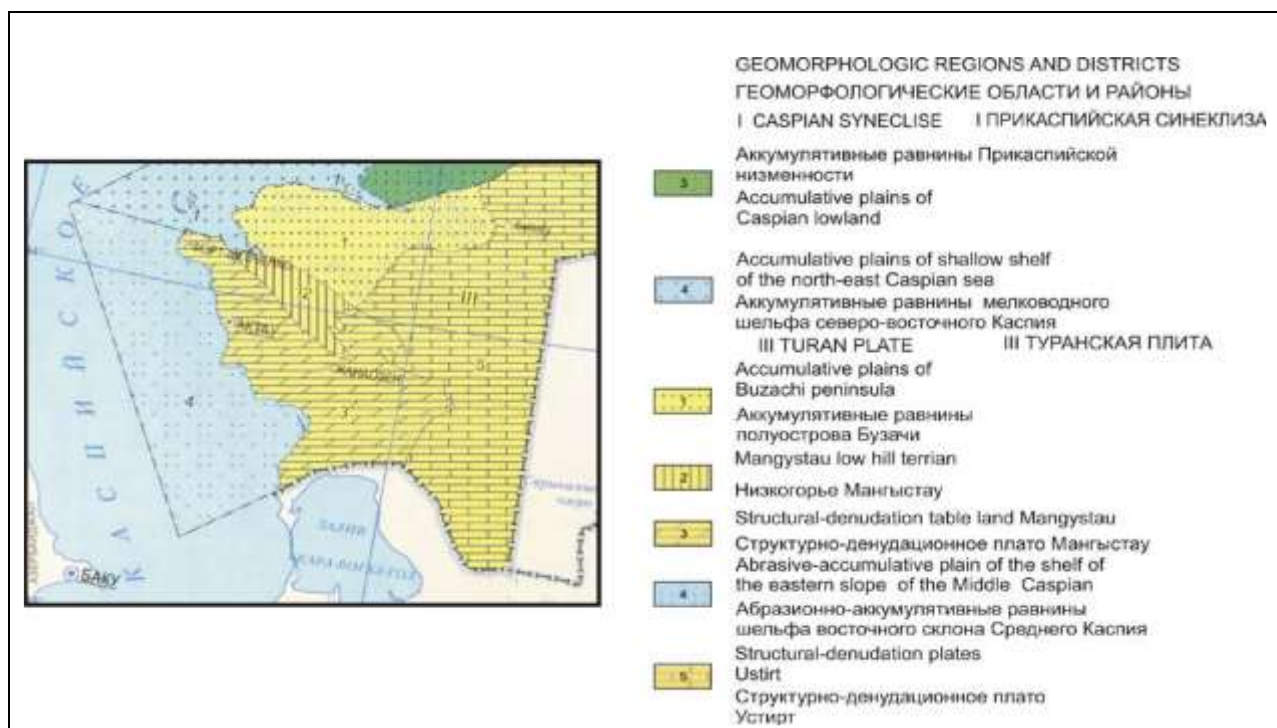


Рисунок 1.3. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау

На площади изысканий и прилегающей к ней территории имеют развитие следующие процессы и явления: процессы засоления, образование солончаков – практически на всей площади участка, наиболее интенсивно процесс развит на пониженных участках рельефа в котловинах, где накапливаются снеговые талые и дождевые воды, при испарении которых на поверхности остаются белые налеты на грунте и тонкие корки соли. Небольшие ссоры развиты непосредственно на площадках застройки

Указанные процессы по своей природной динамики носят неопасный характер, однако при нерациональном подходе к освоению данной территории, могут активизироваться, что может привести к аварийным ситуациям при строительстве и эксплуатации объекта.

Почвы в основном бурые, пустынные, сероземы и солончаковые соровые отложения. Засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с высокой испаряемостью и широким распространением засоленных почв и грунтов определяют формирование растительности, характерной для полупустынь. Растительный покров разреженный.

Опасный характер носят процессы, связанные с неотектоническими движениями в регионе, при этом природные геодинамические процессы характеризуются следующими факторами:

- блоковое тектоническое строение территории, наличие групп надвигов;
- природная и техногенная сейсмическая активность территории, связанная с разработкой месторождений углеводородов, проводимой в этом регионе.

Постоянно действующая гидрографическая сеть отсутствует на всей изученной территории. Временные водотоки возникают только во время ливневых дождей.

1.5 Гидрогеологические и гидроморфологические условия района

1.5.1 Поверхностные воды

Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Асар отсутствуют. Временные водотоки возникают лишь в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега.

Месторождение Асар не входит в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м.

1.5.2 Подземные воды

Согласно гидрогеологическому районированию, площадь отнесена к Южно-Мангышлакскому бассейну пластово-напорных вод. Напорные водоносные горизонты и комплексы распространены в отложениях от юрских до палеогеновых (песчано-глинистая толща), безнапорные водоносные и локально-водоносные горизонты - в неогеновых отложениях (карбонатная толща).

Водопроницаемый локально-водоносный. Верхнемиоценовый сарматский горизонт (N_{I3}). На большей части площади развития сарматских известняков и мергелей подземные воды распространены спорадически, что объясняется перемещаемостью не резко выраженных в рельефе положительных и отрицательных структур, а также наличием сложной системы карстовых образований. На участках положительных структур, подземные воды, как правило, сдренированы. На площади, расположенной севернее пос. Жетыбай, мощностью известняков сармата составляет 40-50 м. Этот участок оказывается сдренированным вследствие оттока инфильтрующихся с поверхности вод в юго-западном направлении по падению пластов. Часть инфильтрационных вод просачивается по пропласткам известняков в нижележащие караган-конкские песчаники и мергели. Подток со стороны Альба не имеет места, так как в полосе контакта с меловыми отложениями водопроницаемые известняки – ракушечники залегают выше альбских песков. Поэтому и на этом участке сарматские известняки оказались безводными. Южнее этой полосы подземные воды в этих отложениях сармата присутствуют повсеместно.



Водовмещающая толща представлена известняками – ракушечниками, мелко оолитовыми известняками и мергелями, в основании которых залегают глины, в полосе распространения спорадических вод наблюдается переслаивание известняков и мергелей от 1 до 25 м. В южном направлении из разрезов почти полностью выпадают мергели, уступая место известнякам, мощность которых возрастает до 100 м. Мощность подстилающих водоносные пласты глин, с севера на юг меняется от 8-10 до 80-90 м.

Воды спорадического распространения сарматских отложений в большинстве случаев вскрыты колодцами, редко скважинами. Воды грунтовые, залегают на глубине от 2,7 до 28,4 м, к югу на 70-80 м. Возрастания глубины залегания, как и высоты столба воды, отмечается в южном направлении. Дебиты скважин, расположенных в районе Жетыбая, несколько больше по сравнению с имеющимися к востоку колодцами ($0,03 \text{ дм}^3/\text{с}$) и достигают $0,3 \text{ дм}^3/\text{с}$, при понижении на 2,5 м. Большая обводненность этого участка, по сравнению с другими, связана с хорошо развитой здесь закарстованностью известняков. Аналогичные закарстованные площади на поле распространения сарматских отложений выделяются в юго-восточной части района.

Минерализация подземных вод сармата изменяется в широких пределах от $0,5$ до $5,65 \text{ г/дм}^3$. Участки с пресными и слабосолоноватыми водами с минерализацией $1-3 \text{ г/дм}^3$ приурочены к области развития положительных структур. Минерализация спорадических вод сарматских отложений возрастает в южном направлении до $5-6 \text{ г/дм}^3$ при хлоридно-сульфатном натриевом и кальциево-натриевом составе. Изменение минерализации грунтовых вод происходит и в течение года, что особенно характерно для колодцев. В период снеготаяния и дождей подземные воды имеют наименьшую минерализацию. С наступлением засушливого периода, минерализация возрастает в силу высокой испаряемости подземных вод. Так колодцы пос. Жетыбай в весенний период содержат грунтовые воды с минерализацией до $3-3,5 \text{ г/дм}^3$, а в июне-июле их минерализация составляет 6 г/дм^3 .

Область питания подземных вод сармата совпадает с областью их распространения, так как движение подземных вод происходит, в основном, в юго-западном направлении по падению пластов, в этом направлении возрастает и минерализация подземных вод, и их производительность.

Воды спорадического распространения отложений сарматского яруса миоцена вполне пригодны для удовлетворения небольших потребностей в питьевой и технической воде.

Водонепроницаемый - водоупорный локально-водоносный среднемиоценовый караган - конкийский горизонт ($N_1^2 \text{ kr-kn}$). На основной площади они перекрыты сарматскими отложениями. Подземные воды заключены в линзовидные прослои песчаников, мергелей и известняков-ракушечников среди зеленовато-серых глин. Мощность прослоев не превышает 4-5 м.

От нижележащих водоносных горизонтов воды в караганских и конкийских отложениях отделены как самими караган-конкийскими глинами, так и регионально – выдержанной водоупорной толщей олигоценых глин.

Описываемые подземные воды вскрыты скважинами севернее пос. Жетыбай. Первые водоносные линзы встречены здесь на глубине 52-74 м. Воды обладают небольшим напором от 4 до 11 м. Расходы скважин невелики: от $0,01 \text{ дм}^3/\text{с}$ при понижении на 12 м.

Минерализация колеблется от 9 до $12,4 \text{ г/дм}^3$. По составу воды сульфатно-



хлоридные натриевые. Химический состав и высокая минерализация подземных вод свидетельствует об их замедленном характере движения и слабой проницаемости водовмещающих пород.

Формирование вышеописанных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков через водопроницаемые, но практически безводные сарматские отложения.

Водоносный комплекс сеноманских и туронских отложений верхнего мела (K_2s-t).

На территории района работ имеет ограниченное распространение в северо-восточной части, в южном направлении он погружается на глубину 755-800 м. Водовмещающими породами служат тонко- и среднезернистые пески, слабоцементированные песчаники и трещиноватые мергели, разделенные маломощными прослоями глин. Мощность песчаников в районе Жетыбая достигает 64 м, количество водоносных слоев колеблется от двух до пяти.

Рассматриваемый водоносный комплекс от нижележащего альбского водоносного комплекса отделяется толщей сеноманских и верхнеальбских глин. Подземные воды сеноман-турона носят напорный характер. Величина напора возрастает с увеличением глубины залегания водоносного горизонта в южном направлении и составляет 31,8-690,5 м. Пьезометрический уровень воды устанавливается на глубине 6-98,7 м. Дебиты скважин 0,21-0,97 $\text{дм}^3/\text{с}$, при понижении уровня на 31,7-46,7 м. Минерализация подземных вод колеблется от 3 до 10 $\text{г}/\text{дм}^3$ и более. По химическому составу они хлоридные натриевые.

Водоносный нижнемеловой средне – верхнеальбский комплекс (K_{1al2-3}). Водоносный комплекс почти повсеместно распространен на территории листа, является одним из мощных и перспективных водоносных комплексов на всей площади п-ва Мангышлак. Подземные воды приурочены к темно-серым, темно-зеленым мелкозернистым пескам, переслаивающимся с гипсоносными глинами, алевролитами. В толще альбских отложений выделяется от 7 до 11 водоносных слоев мощностью от 5 до 70-80 м. В северо-восточной части площади воды первого от поверхности альбского горизонта имеют свободную поверхность и залегают на глубине 5,6-12,3 м. Дебиты колодцев и скважин, вскрывающих эту часть комплекса, выражаются сотыми долями (0,02-0,03) $\text{дм}^3/\text{с}$. На остальной территории листа подземные воды напорные. По химическому составу воды средне-верхнеальбских отложений хлоридные и сульфатно-хлоридные натриевые.

1.6 Геологическое строение месторождения

Месторождение Асар было открыто в мае 1969 г. получением притока нефти с водой из подошвенной части Ю-Х горизонта в скважине 2, а затем притока нефти дебитом 63 $\text{м}^3/\text{сут}$ из кровельной части этого же горизонта. В дальнейшем на месторождении нефтегазоносность установлена в отложениях от батского до ааленского ярусов с этажом нефтегазоносности продуктивной толщи порядка 600 м.

За анализируемый период 2010-2017 гг. было пробурено 80 скважин. По результатам бурения новых скважин были уточнены структурные карты, карты толщин. Полученные данные по новым скважинам не внесли значительных изменений в строение структуры, контакты нефть-вода, газ-нефть остались на прежних отметках, площади продуктивности по залежам и распределение толщин по площади и разрезу существенным образом не изменились.

По данным поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на месторождении Асар вскрыты мезозойские и кайнозойские отложения. Максимальная толщина отложений



пройдена скважиной 27 и составляет 2740 м.

Отложения триаса, вскрытые бурением на месторождении, являются наиболее древними отложениями. Триас представлен оленёкским ярусом нижнего отдела и сложен аргиллитами и глинами с редкими прослоями песчаников, алевролитов, известняков и мергелей. Максимальная вскрытая толщина триасовых отложений достигает 288 м (скважина 27). На размытой поверхности триаса с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения нижней юры, представленные чередованием мелко-среднезернистых песчаников, алевролитов и глин, местами аргиллитоподобных. Толщина нижнеюрских отложений составляет 59-87 м. К этим отложениям приурочен Ю-ХІІІ горизонт.

Среднеюрский отдел включает в себя ааленский, байосский, батский и келловейский ярусы.

Отложения ааленского яруса залегают на толще нижнеюрских пород и представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.

Нижняя часть разреза сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней части яруса преобладают глинистые породы с подчиненными прослоями песчаников. Песчаники серые, светло-серые, иногда бурые, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовые, различной крепости, с часто встречающимися слоями угля. Алевролиты от серых до черных, слюдистые, средней крепости, с рассеянными обуглившимися растительными остатками. Глины серые, темно-серые, слоистые, местами алевролитистые, слюдистые, некарбонатные, сильно углистые. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, слюдистые. К этим отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-ХІ, Ю-ХІІ.

Породы ааленского яруса, как и нижнеюрские, характеризуются высокой насыщенностью обугленной растительной органикой. Толщина ааленских отложений изменяется от 184 до 217 м.

Байосский ярус (J2b). К этим отложениям приурочены пять продуктивных горизонтов: Ю-VІ, Ю-VІІ, Ю-VІІІ, Ю-ІХ, Ю-Х. Толща сложена неравномерным переслаиванием песчаных, алевролитовых и глинистых пластов различной мощности.

Песчаники серые, светло-серые, буровато-серые, реже бурые, от тонкозернистых до среднезернистых, различной крепости, иногда глинистые. Алевролиты серые, темно-серые, крепко сцементированные, слюдистые, местами глинистые, тонкослоистые, некарбонатные. Песчаные пласты неоднородны, с прослоями глин мощностью от долей метра до 1-2 мм, причем чередование песчаных и глинистых слоев часто принимает характер тонкого переслаивания.

Глины темно-серые, реже бурые или черные, плотные, аргиллитоподобные, слюдистые, местами песчанистые или алевролитистые, иногда с редкими включениями гнезд песка. В разрезе нередко встречаются прослой аргиллитов темно-серых, черных, реже серых, крепких.

По литолого-геофизической характеристике байосская толща подразделяется на две части: нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю, сложенную в основном песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин.

Для всех разновидностей пород характерно присутствие обуглившихся растительных остатков, углистого вещества, встречаются маломощные прослой угля.

Толщина байосских пород варьирует в пределах 363 – 409 м.

Батский ярус (J2bt). К батским отложениям приурочены продуктивные горизонты



Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V. Литологически они представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин разной толщины, и отличаются хорошей выдержанностью литологического состава.

Песчаники серые, бурые, буровато-серые, реже желтовато-бурые, мелко- и среднезернистые, различной крепости, кварцевые, местами глинистые. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, слюдистые, крепко сцементированные. Глины серые, темно-серые, бурые, иногда с зеленоватым оттенком, плотные, местами песчанистые, алевролитистые, слюдистые. Изредка встречаются в разрезе темно-серые мергели. Во всех породах содержатся обугленные растительные остатки, редкие включения фауны и тонкие прослойки угля.

Толщина отложений батского яруса меняется от 198 до 230 м.

Келловейский ярус (J2k). К отложениям келловейского яруса приурочен один продуктивный горизонт - Ю-I. Толща сложена, в основном, глинами и аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов и мергелей.

Глины темно-серые, серо-зеленые, реже черные и буровато-серые, алевролитистые, слюдистые, местами песчанистые, плотные, иногда мергелеподобные. Песчаники серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами карбонатные, различной крепости. Алевролиты темно-серые, зеленовато-серые, иногда известковистые, песчанистые. Аргиллиты от светло-серых до черных, с зеленоватым оттенком, плотные, слоистые. Мергели светло- и темно-серые, с зеленоватым оттенком, плотные.

По литологическим особенностям разрез келловейского яруса подразделяется на три части: нижняя часть глинистая с прослоями песчаников и алевролитов, в средней части несколько преобладают песчаники и алевролиты, верхняя часть разреза глинисто-мергелистая. Во всех литологических разностях встречается фауна и обуглившиеся растительные остатки. Толщина келловейских отложений изменяется незначительно от 92 до 110 м.

Верхний отдел (J3). Верхний отдел юрской системы включает отложения оксфордского и кимеридж-титонского ярусов.

Оксфордский ярус (J3o). Оксфордский ярус залегает на келловейском без видимых следов перерыва и несогласия. Он представлен толщей глинисто-карбонатных отложений с преобладанием глин в разрезе, особенно в нижней части. Глины серые, темно-серые, зеленовато- или коричневатые, мергелистые, алевролитистые, реже слабopесчанистые, плотные. По мере обогащения карбонатом кальция глины постепенно переходят в мергели, иногда смена этих литологических разностей является резкой. Увеличение прослоев мергелей в разрезе наблюдается снизу вверх. Исключение составляет подошва оксфордских отложений, где повсеместно залегает мергельный пласт, мощностью около 5 м. Мергели темно-серые, с зеленоватым оттенком, с включением фауны. Несколько реже встречаются прослои известняков, алевролитов и песчаников. Все они имеют светло-серую, серую и темно-серую окраску с зеленоватым и коричневатым оттенком. Толщина отложений яруса меняется от 196 до 213 м.

Кимеридж+титонский ярусы (J3km+tt). Завершается разрез юрской продуктивной толщи кимеридж-титонским ярусом, который является наименее изученной частью разреза на Южном Мангышлаке. На месторождении Асар керн из этого яруса был отобран лишь в одной скважине (скважина 5). Наибольшее количество образцов керна отобрано из разрезов



месторождений Жетыбай и Тенге. Отложения кимеридж+титона залегают на оксфордских со слабым размывом и представляют собой толщу переслаивания известняков, мергелей, алевролитов, песчаников, карбонатных глин, реже доломитов. Песчаники и алевролиты мелкозернистые, полимиктовые, крепко сцементированные карбонатным и кремнистым цементом. Известняки тонкослоистые, местами доломитизированные. Глины плотные, мергелистые. Доломиты обычно известковистые, с реликтовой органогенно-обломочной структурой. Все породы имеют серую, темно-серую окраску, с зеленоватым или бурым оттенками. Толщина кимеридж+титонских отложений варьирует в пределах 74 – 119 м.

Вышезалегающие отложения мела, палеогена, неогена и четвертичные - продуктивными не являются и детально описаны в работе [1].

Месторождение Асар приурочено к северной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени и осложняет северный борт Южно-Мангышлакского прогиба. Асарское поднятие находится на западном продолжении Узень-Карамандыбасской антиклинальной линии, отделяясь узким и неглубоким прогибом от соседней Туркменойской структуры (рис. 1.4).

По подошве туронского яруса Асарское поднятия вырисовывается как терраса, фиксируемая в виде разреженных изогипс на фоне моноклиального погружения пород в юго-западном направлении.

По подошве валанжинского яруса фиксируется малоамплитудное поднятие запад-северо-западного простирания, размеры которого по изогипсе -1055 м составляют 4,5×1,25 км, амплитуда поднятия – 6 м. Углы падения пород составляют: 0045' на северном крыле и 0045' - 1015' - на южном.

По кровле Ю-IX горизонта по изогипсе -1870 м размеры поднятия составляют 8,5×2,5 км, амплитуда – 36 м. В районе скважин 45 - 7 расположена наиболее приподнятая, сводовая часть структуры. Углы падения пород на крыльях примерно одинаковы и составляют 1030' - 2000'. С севера, поднятие Асар отделено от структуры Туркменой узким прогибом, протягивающимся вдоль всей структуры по линии скважин 5, 10 и 13.

По юрским отложениям поднятие осложнено четырьмя малоамплитудными разрывными нарушениями (рис. 1.5). Нарушение F1 имеет северо-западное простирание и приурочено к прогибу, отделяющему Асарское и Туркменойское поднятия. Нарушения F2, F2', F3 осложняют центральную и западную части поднятия и имеют северо-северо-восточное простирание. Разрывные нарушения F1 и F2 пронизывают всю юрскую продуктивную толщу, а нарушение F2', F3 выявлены только в нижних продуктивных горизонтах. Все разрывные нарушения – субвертикальные, имеют сбросовый характер с амплитудой 5-10 метров. Несоответствие характера насыщения и значительное отличие отметок флюидальных контактов в некоторых залежах явилось основанием для проведения разрывных нарушений, которыми Асарское поднятие разбито на блоки.



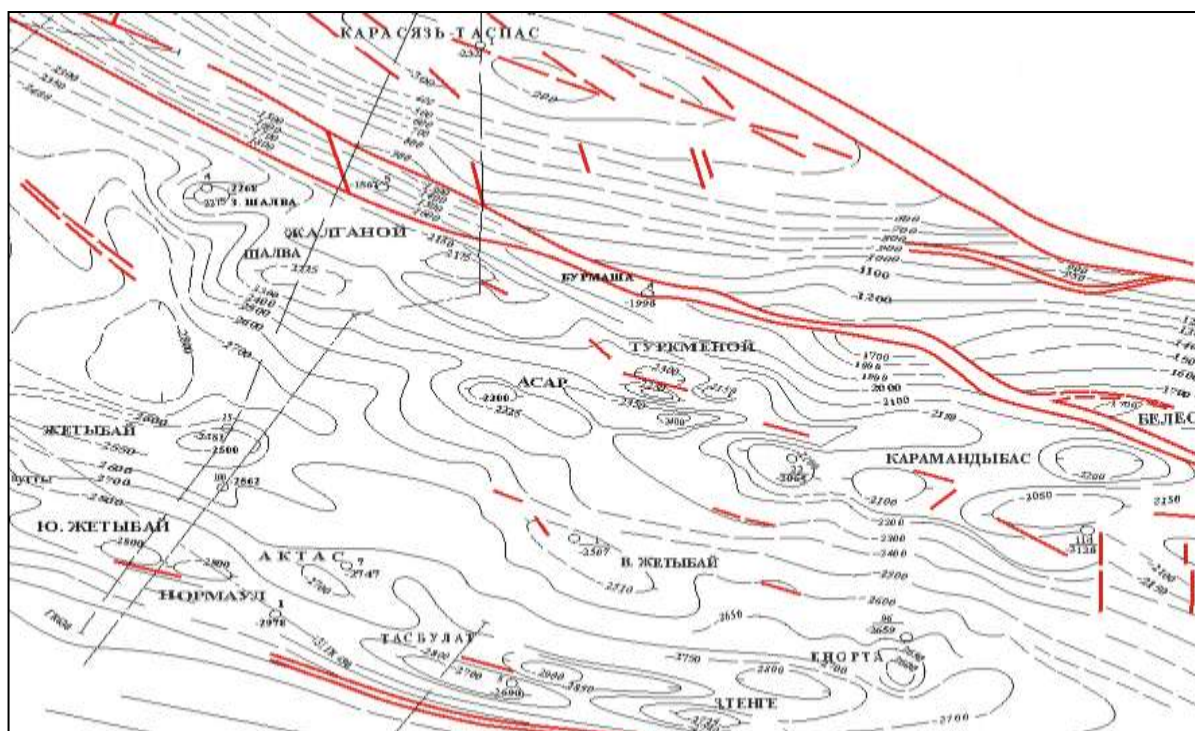


Рисунок 1.4- Структурная схема по подошве юрских отложений (по данным тп 7/82 ПО МНГФ)

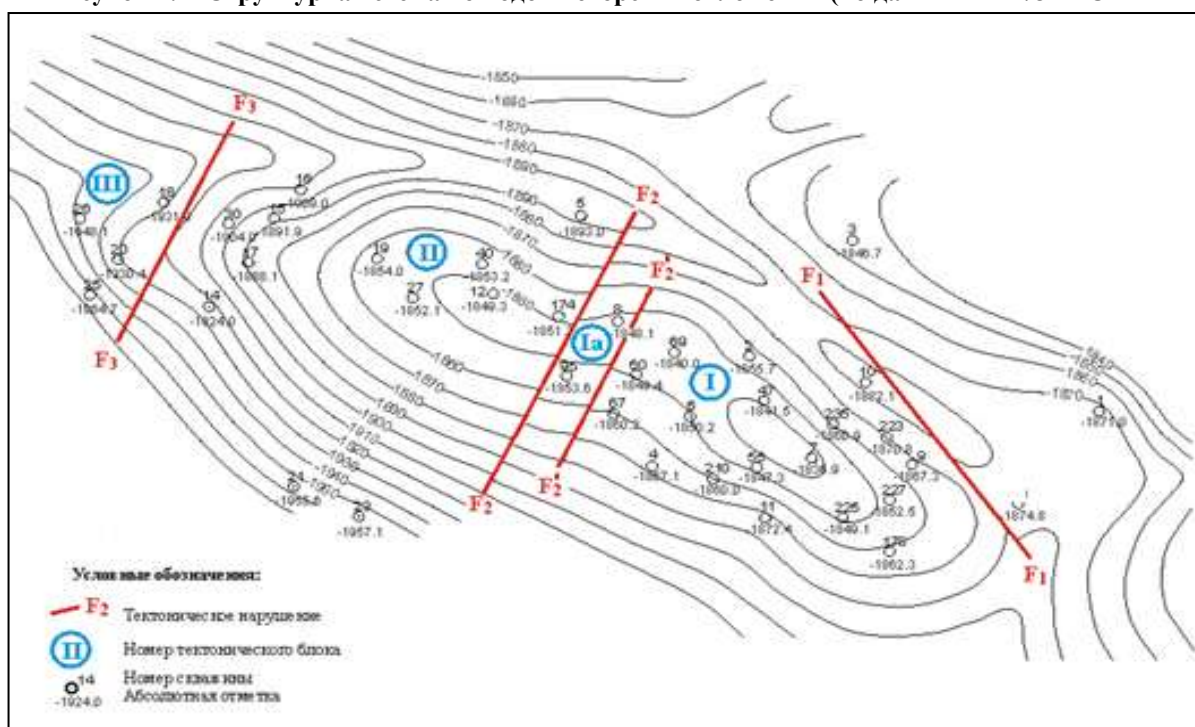


Рисунок 1.5- Геологическая модель месторождения Асар

В разрезе Асарского месторождения по промыслово-геофизическим данным и единой для Южного Мангышлака номенклатуре, выделяется 13 горизонтов. Горизонт Ю-I приурочен к келловейскому, Ю-II-V – батскому, Ю-VI-X – байосскому, Ю-XI-XII – ааленскому ярусам средней юры и Ю-XIII горизонт приурочен к нижнеюрским отложениям. Продуктивными являются с Ю-II по Ю-XI горизонты. Залежи нефти и газа с Ю-II по Ю-IX горизонт приурочены к блокам I и II, к блоку III приурочена одна залежь в подошве Ю-IX горизонта. Нефтяные залежи Ю-X и Ю-XI горизонта связаны с блоками I, Ia и II [1].

В пределах верхней части продуктивной толщи (Ю-II-VII горизонты), песчаные



пласты и разделяющие их глины, уверенно прослеживаются по всей площади месторождения. Пласты-коллекторы средней продуктивной части, к которой приурочены Ю-VIII - Ю-X горизонты, подвержены наиболее резкой литологической изменчивости, как по площади месторождения, так и по разрезу. Горизонт Ю-XI хорошо прослеживается по площади и характеризуется преимущественным развитием средне-, крупнозернистых песчаников, переходящих в гравелиты.

Коллекторами на месторождении являются песчаники и алевролиты, в различной степени заглинизированные. В составе пород-коллекторов Ю-I - Ю-X горизонтов преобладают мелкозернистые фракции. Для Ю-XI – Ю-XIII горизонтов характерно увеличение в составе средне- и крупнозернистой фракции. Кластический материал состоит из кварца, полевого шпата, обломков кварц-слюдистых пород, сланцев, реже эффузивных пород. Цемент в большинстве своем смешанный, гидрослюдистый, реже гидрослюдисто-хлоритовый, участками карбонатный. Присутствие в породе карбонатного цемента ухудшает коллекторские свойства. Тип цементации поровый, контактовый, базальный. Лучшими коллекторскими качествами обладают неслоистые разности песчаников и среднезернистых алевролитов; наихудшими – алевролиты, по причине роста глинистости и карбонатности. Тип коллекторов во всех юрских горизонтах – поровый.

По данным изучения кернового материала и лабораторным анализам образцов керна для коллекторов обоснованы нижние пределы: нижний предел проницаемости равен 1×10^{-3} мкм², предельная пористость для коллекторов Ю-II - Ю-X горизонтов соответствует 12,5 %, для коллекторов Ю-XI горизонта – 10,5%. Верхний предел глинистости коллекторов Ю-II – Ю-X горизонтов составляет 40%, для коллекторов Ю-XI горизонта принят по аналогии с месторождением Жетыбай и составляет 28%.

Многопластовое месторождение Асар включает в себя 32 залежи, среди которых 21 нефтяных, 3 газовые, 8 газонефтяных залежей. В разрезе среднеюрской продуктивной толщи залежи распределяются следующим образом:

Ю-II горизонт – 3 нефтяные залежи;

Ю-III горизонт – 4 нефтяные залежи;

Ю-IV горизонт – 1 газонефтяная залежь;

Ю-V горизонт – 1 нефтяная залежь;

Ю-VI горизонт – 2 нефтяные залежи;

Ю-VII горизонт – 1 газовая и 1 газонефтяная залежи;

Ю-VIII горизонт - 2 газовые и 1 газонефтяная залежи;

Ю-IX горизонт – 1 нефтяная, 3 газонефтяные залежи;

Ю-X горизонт – 3 нефтяные залежи;

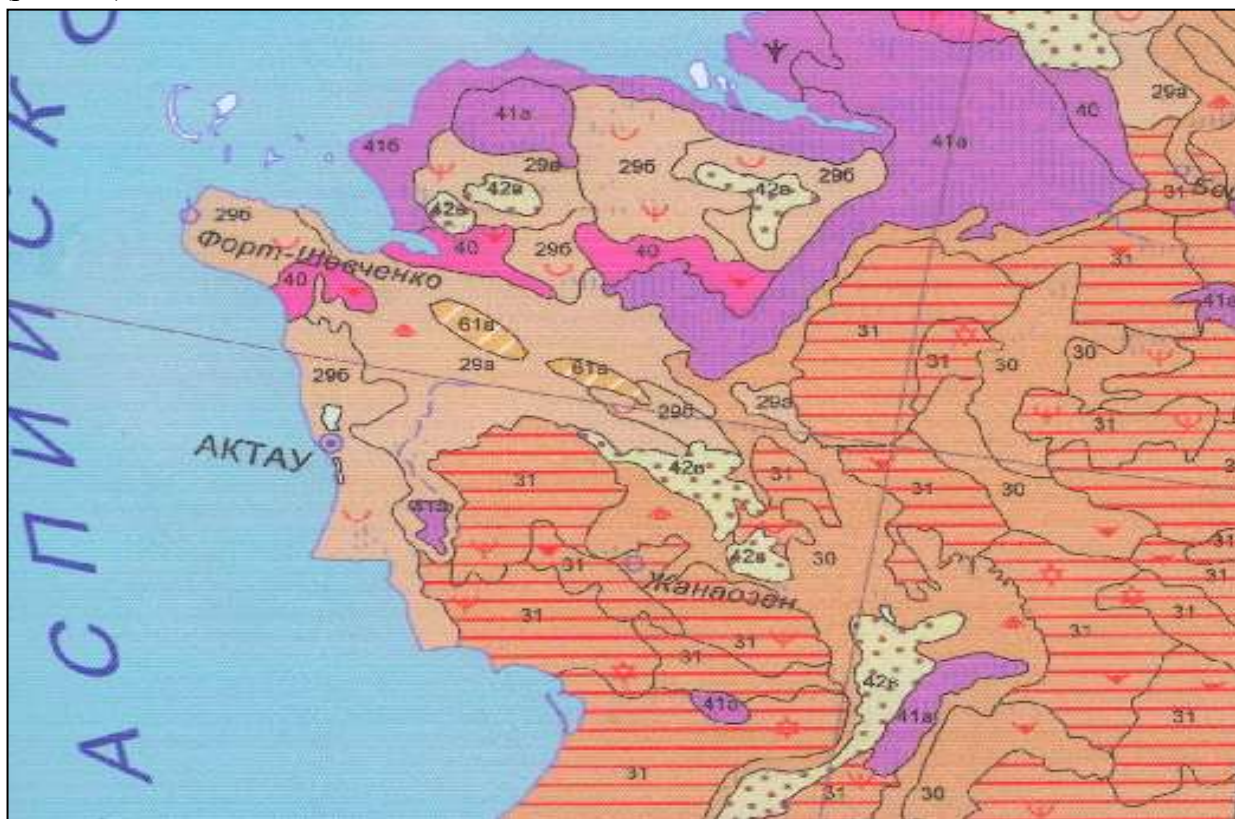
Ю-XI горизонт – 1 нефтяная залежь.

Тип коллектора во всех залежах – поровый.



1.7 Почвенный покров

В ботанико-географическом отношении изучаемая территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Южно-Туранской провинции, Западно-Южно-Туранской подпровинции. По характеру биоклиматических условий территория Мангистауской области относится к пустынной ландшафтной зоне с двумя почвенными подзонами – северной солянково-полынной остепненной пустыни с бурыми почвами и центральной эфемерово-солянковой пустыни с серо-бурыми почвами (рис. 1.6).



Условные обозначения:

29a	Светло-бурые пустынные, местами серо-бурые
29b	Светло-бурые пустынные, местами локально светло-бурые
30	Светло-бурые пустынные, местами со светло-бурыми
31	Светло-бурые пустынные малоразвитые, местами со светло-бурыми
40	Солонцы
41a	Солончаки континентальные
41b	Солончаки приморские
42a	Пески пустынные
61a	Горные пустынные

Рисунок 1.6- Почвенная карта

Наблюдается большое распространение солонцов, на юге – такыров, а в депрессиях – солончаков и соров. Обширные пространства заняты песками. Для всей территории характерна сильно развитая комплексность (80% почвенно-растительного покрова). Практически вся территория области по природно-климатическим условиям относится к крайне неблагоприятной зоне: повышенная солнечная радиация, дефляция, значительная годовая амплитуда температур, малое количество осадков.

По почвенно-географическому районированию на описываемой территории



выделена Устюрт – Мангышлакская волнисто-равнинная и низкогорная провинция бурых и серо-бурых карбонатно-гипсоносных почв, в состав которой входят:

- Мангышлакская низкогорная подпровинция бурых хрящевато-щебнистых и малоразвитых почв;
- Мангышлакская волнисто-равнинная подпровинция серо-бурых солонцеватых почв, бугристо-грядовых песков и такыров.

Особенностью серо-бурых почв являются высокая карбонатность и накопление гипса, встречающегося чаще всего в форме мелкокристаллических включений. Количество гумуса в таких почвах составляет 0,2-0,5%. Литологический состав почв обычно суглинистый. Из других разновидностей почв в районе развиты такыры, солончаки, лугово-бурые почвы и примитивные почвенные образования. Разновидности бурых почв распространены повсеместно, но наиболее характерны для песчаных массивов. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески, супеси и легкие суглинки. Поэтому механический состав этих почв суглинистый, супесчаный и песчаный. Содержание гумуса в бурых песчаных и супесчаных почвах не превышает 0,2-0,5% и 1,8-2,3% - в суглинистых.

Такыры – почвенные образования со своеобразными признаками, формирующиеся в замкнутых понижениях рельефа, аккумулирующих минеральные вещества и соли. Тяжелый литологический состав почвообразующих пород, высокая минерализация, малое количество гумуса делают такыры непригодными в сельскохозяйственном производстве. Местами сформированы солончаковые почвы, характеризующиеся высоким содержанием минеральных соединений в верхней части разреза с уменьшением содержания солей при углублении. Важной особенностью таких почв является наличие водорастворимых солей в поверхностном слое (0,3-0,6%). Использование их в сельскохозяйственном производстве ограничено (как пастбищные угодья и отчасти малопродуктивные сенокосы).

Территория района работ расположена в пустынной зоне, подзоне (полосе) средних пустынь. 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. 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. Немаловажное значение имеет биогенная аккумуляция солей, а также перенос солей воздушными потоками с акватории моря (импульвизация)

В целом почвы месторождения характеризуются низким уровнем естественного плодородия вследствие малого содержания гумуса, слабой обеспеченности элементами питания растений, неблагоприятных водно-физических свойств, засоленности и не могут быть использованы в земледелии.

Серо-бурые солонцеватые почвы на рассматриваемой территории широко распространены, встречаясь однородными контурами, а также в комплексах и сочетаниях с такырами и солончаками остаточными и соровыми. Развиваются они на элювии сарматских известняков, представленных преимущественно средними и легкими суглинками, реже



супесями. Растительный покров складывается в основном биюргуновой и боялычево-биюргуновой ассоциациями с проективным покрытием 20-25 %. Профиль почв дифференцирован на генетические горизонты. С поверхности характерно образование ноздреватой корки (2-5 см), вследствие чего поверхность почвы такыровидна и разбита трещинами, в средней части профиля наблюдается наличие буроватого комковато-глыбистого горизонта. Шестоватый гипс выделяется с глубины 50-80 см. Характерно высокая карбонатность по всему профилю. Увеличение содержания CO_2 карбонатов (до 12,5-33,1 %) в нижних горизонтах происходит за счет подстилающих известковых пород. Серо-бурые солонцеватые почвы характеризуются невысоким содержанием гумуса: 1,0-1,22 % в суглинистых и 0,4-0,6 % в супесчаных почвах. По составу гумус фульвокислотный (преобладание над гуминовыми кислотами в 2-4 раза). Реакция среды щелочная: в верхних горизонтах pH составляет 8,0-8,8, в нижних понижается до 7,0-7,6. Сумма поглощенных оснований невелика (6,42-13,84 мг-экв/100 г почвы). В составе поглощенных оснований преобладает кальций. Обменного натрия, в зависимости от степени солонцеватости, содержится от 5-8 % до 15-20 %.

Серо-бурые эродированные почвы развиваются по крутым, сильно смытым и дефлированным склонам увалов, формируясь на маломощных элювиально-делювиальных продуктах выветривания известняков, прикрытых местами небольшой мощности чехлом песков и супесей. Strongly изреженный растительный покров представлен боялычево-биюргуновой и еркеково-полынной (на легких почвах) ассоциациями. В результате смыва и дефляции почвы маломощные (15-25 см), щебнистые, отличаются очень рыхлым сложением всего мелкоземистого слоя. Почвы слабогумусированы (0,3-0,4 %), щелочные, сильно карбонатные (CO_2 карбонатов 8-10 %). Емкость поглощения в пределах 5-6 мг-экв/100 г почвы.

Серо-бурые малоразвитые почвы встречаются в сочетании с серо-бурыми эродированными почвами по сильно расчлененным увалам, сложенным плотными породами (известняк, мел), часто обнажающимися на поверхности. Почвообразующими породами служат щебнистый элювий коренных пород с суглинистым мелкоземом.

В результате щебнистости и повышенной сухости почв растительность сильно изрежена и состоит из угнетенных видов боялыча, биюргуна и тасбиюргуна. Почвы маломощные (не более 20-25 см), бедны органическими веществами, карбонатные.

Антропогенной деградации почв способствует хрупкая природа пустыни. Основными природными факторами, создающими предпосылки для деградации почвенного покрова в регионе, являются: преобладание равнинного рельефа, высокая степень аридности климата, засоление, карбонатность, бесструктурность и малая мощность почв. Изреженный растительный покров повышает альбедо и температуру поверхности почв, увеличивает скорость ветра, вызывая дефляцию почв. Таким образом, сложившиеся природные условия почвообразования и морфогенетические свойства почв создают естественные предпосылки неустойчивости биоэкологических условий к техногенным, пастбищным и иным формам антропогенных перегрузок. Интенсивное развитие нефтегазовой, строительной индустрии и пастбищного животноводства в регионе определяют общую напряженность экологических условий почвообразования.

История формирования почвенного покрова отличается значительным разнообразием. Здесь встречаются как молодые, только что вступившие в фазу почвообразовательного процесса, почвы современной приморской равнины, так и почвы,



прошедшие длительный путь развития на отложениях сарматского возраста на Центрально-Мангышлакском плато.

В структуре почвенного покрова здесь преобладают *серо-бурые солонцеватые почвы*. По склонам увалов залегают серо-бурые малоразвитые почвы и выходы горных пород.

Серо-бурые солонцеватые почвы получили наибольшее распространение на рассматриваемой территории. Почвообразующими породами являются элювиальные продукты выветривания самарских известняков.

Среди почв встречаются слабо-, средне - и сильносолонцеватые разности. Повышенную щелочность, поддерживающую солонцеватость почв, можно объяснить биологической аккумуляцией растений, имеющих высокую зональность.

В солевом составе в верхних горизонтах преобладает сульфатно-гидрокарбонатный тип засоления, в слое 30 - 50 см - хлоридно-сульфатный, кальциево-натриевый, а в нижних горизонтах максимального скопления гипса - сульфатный, кальциевый.

По механическому составу среди солонцеватых серо-бурых почв преобладают среднесуглинистые, реже - легкосуглинистые и супесчаные разновидности. Отмечено увеличение в средней части профиля иловатых и глинистых фракций (оглинение), что характерно для пустынных серо-пустынных почв.

В профиле суглинистых и тяжелосуглинистых почв преобладают фракции крупной пыли - 0,05 - 0,01 - от 30 до 42 %, в почвах легких - фракции мелкого песка 0,25 - 0,05 - от 48 до 55 %. В полумертвом слое содержание фракции больше 3 мм чаще всего выражается небольшими величинами - 0,7 - 0,2 %, в редких случаях 2 - 9 %, содержание фракций больше 1 мм колеблется в пределах 0,8 - 2 %. И лишь в гипсовом горизонте и ниже - каменистость бывает значительной; с глубиной 50 см количество фракций больше 1 мм достигает 2 - 12 %, фракций больше 3 мм - 4,7 - 12 %, глубже 100 см фракций больше 1 мм в некоторых разрезах достигают - 37%, фракции более 3 мм - до 12-20 %.

Агрохимические свойства серо-бурых солонцеватых почв характеризуются следующими показателями: запасы гумуса для слоев 0 - 10 и 0 - 30 см в суглинистых почвах составляют соответственно - 10 - 15 и 25 - 40 т/га; для легкосуглинистых - 5 - 7 и 15 - 20 т/га; для супесчаных - 3 - 5 и 10 - 15 т/га. Запасы общего азота в слое 0 - 10 и 0 - 30 см - соответственно 0,8 - 1 и 2,0 - 2,5; 0,3 - 0,7 и 1 - 1,5; 0,3 - 0,5 и 1 т/га.

Отмечается неоднородность содержания гидролизуемого азота - от низкой обеспеченности - 1,8 - 8 мг/100 г почвы - до сильной - 53 мг / 100 г почвы. Запасы его в слое 0 - 10 см колеблются от 23 до 150 кг/га, в слое 0 - 30 см - от 70 до 450 кг/га.

В серо - бурых солонцеватых почвах, как и в солончаковых, отмечается высокая концентрация валового фосфора, не доступного растениям, 0,15 - 0,20 %. Но подвижного фосфора очень мало (0,12 - 3,95 мг/100 г почвы против необходимого количества 2,5 - 3,5 мг). Если в верхних горизонтах его содержится иногда 1,65 - 3,95 мг, то на глубине 10 - 20 см падает до 0,20 - 0,90 мг. Как и все почвы описываемой зоны, солонцеватые виды почв богаты калием. Валовых форм калия содержится - 2,00 - 2,38%, подвижных - 25,50 - 63,84 мг/ 100г почвы. Запасы подвижного калия в слое 0 - 10 см - 600 - 700 кг/га, в слое 0 - 30 см в пределах 1500 - 2000 кг/га.

В серо-бурых почвах, длительное время развивающихся в условиях пустынного режима (засуха, высокие летние температуры), постоянно наблюдается преобладание в верхних горизонтах красноватых и бурых цветовых оттенков.



Геохимические условия среды - щелочная реакция почв - способствуют накоплению железа на месте высвобождения в процессе почвообразования и выветривания. Приведенные валовые анализы очень четко показывают это влияние. В верхних горизонтах серо-бурых почв Мангышлака содержится железа на 20 - 25% больше чем, в нижних слоях.

Водно-физические свойства серо-бурых солонцеватых почв характеризуются следующими показателями: объемный вес в верхнем горизонте, в основном солонцеватом, равен 1,38 г/см, в подкорковом горизонте - 1,35, в комковатом несолонцеватом - 1,31, удельный вес в верхних горизонтах - 2,73, с уменьшением в нижних горизонтах до 2,49, порозность почв довольно высокая - 48 - 57. Обращает на себя внимание крайне низкая естественная полевая влажность, равная 1,1 - 1,7 % в верхних горизонтах, в нижних она увеличивается до 10,0 - 12,0%. Коэффициент завядания в объемных единицах для суглинистых почв составляет 3,90 - 6,76%. Таким образом, влажность почв верхних горизонтов в летне-осенний период находится немного ниже коэффициента завядания. Очень велик в почве дефицит влаги. Коэффициент фильтрации солонцеватых, суглинистых почв - 1,5 м/сутки.

Серо-бурые нормальные почвы формируются на слабо волнистых водораздельных поверхностях, сложенных отложениями легкого механического состава, под разреженной преимущественно кейреуково-полынной растительностью. Серо-бурые нормальные почвы содержат небольшое количество гумуса и азота, составляющих соответственно 0,9 - 0,7 % и 0,049 - 0,059 %. Емкость поглощения также не велика - 8-13 мг/экв на 100 г почвы.

Серо-бурые малоразвитые почвы в пределах участка не имеют широкого распространения и приурочены к слабо холмистым равнинным участкам. Для почв характерна очень малая мощность почвенного профиля (не более 20 - 25 см) при близком подстилании плотными породами или щебнем с галькой.

Выходы горных пород - дочетвертичные образования, приуроченные к чинкам, к горному Мангышлаку и береговой полосе моря. Выделяются они самостоятельными контурами и в сочетаниях с малоразвитыми почвами. Сельскохозяйственного использования не имеют.

Таким образом, сложившиеся природные условия почвообразования и морфогенетические свойства почв создают естественные предпосылки неустойчивости биологических условий к техногенным, пастбищным и иным формам антропогенных перегрузок. Интенсивное развитие нефтегазовой, строительной индустрии и пастбищного животноводства в регионе определяют общую напряженность экологических условий почвообразования.

В целом почвы месторождения характеризуются низким уровнем естественного плодородия вследствие малого содержания гумуса, слабой обеспеченности элементами питания растений, неблагоприятных водно-физических свойств, засоленности и не могут быть использованы в земледелии.

1.8 Ландшафт

Ландшафт - генетически единый район с однотипным рельефом, геологическим строением, климатом, общим характером поверхностных и подземных вод, закономерным сочетанием почв, растительных и животных сообществ.

Для территории месторождения Асар свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия.



Карта ландшафтного районирования Мангистауской области представлена на рисунке 1.7. Как видно на карте, природный ландшафт в районе расположения месторождения Асар представляет собой делювиально-пролювиальную наклонную сильнорасчлененную равнину, сложенную известняками, глинами, мергелями, галечниками, песками с биюргуновой, биюргуново-тасбиюргуновой, ежовниковой, биюргуново-кеурековой и польной, местами закустаренной растительностью на серо-бурых солонцеватых и такыровидных почвах, в сочетании с курчавково-гурганопольной и белоземельнопольной растительностью на лугово-бурых почвах и солонцах пустынных, с саксаульчииковыми сообществами на выходах засоленных пород.

Однако антропогенная деятельность человека на данной территории внесла вклад в изменение ландшафта. Многолетняя добыча нефти и газа на месторождениях группы месторождений АО «ММГ» и сопутствующее строительство производственных и административных зданий и сооружений, прокладка дорог, выкидных линий, водо-, нефтегазопроводов, отсыпка площадок под скважины, групповые и замерные установки привела к повсеместному нарушению почвенно-растительного покрова, миграции животных и изменению облика территории. Антропогенное трансформирование растительности на техногенно нарушенных землях нефтепромысла привело к трансформации природного ландшафта в природно-антропогенный.



Рисунок 1.7- Ландшафты

1.9 Растительность

Месторождения Жетыбайской группы расположены в восточной части плато Мангышлак и по ботанико-географическому районированию относятся к Центральномангышлакскому округу.

Центральномангышлакский округ, занимающий большую часть одноименного плато, характеризуется относительной бедностью и однообразием растительного покрова, комплексного по своей структуре. Почти равные площади занимают пелитофитные и гемипетрофитные варианты средних пустынь. Доля гемипсаммофитных вариантов составляет менее 10%. Формационный состав сообществ представлен практически лишь биюргунниками и белоземельно-полынниками.

Растительный покров территории месторождений Жетыбайской группы 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.

Зональная пустынная растительность исследованной территории относится к северотуранскому типу к подзоне северных пустынь. Для нее характерно господство ксерофитных (засухоустойчивых) и галофитных (солевыносливых) полукустарничков – полыней и солянок, а также однолетних солянок с недоразвитыми листьями, наиболее устойчивых против неблагоприятных пустынных условий. Полукустарнички представлены полынями, биюргуном, тасбиюргуном. Из других жизненных форм довольно широко распространены коротковегетирующие однолетние и многолетние травы (эфемеры и эфемероиды), на песках – ксерофитные дерновинные злаки (еркек, ковыль), по понижениям – длительновегетирующие корневищные многолетники (злаки, разнотравье).

Основными чертами пустынной растительности являются отсутствие или незначительное обилие злаков, изреженность, бедность флористического состава растительных группировок.

Ландшафтными пустынными растениями, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ, являются полынь белоземельная, многочисленная группа однолетних, преимущественно сорных, солянок: солянки олиственная, натронная, Паульсена, климакоптера супротивнолистная (торгайот), рогачи песчаный и сумчатый. На легких почвах самыми распространенными растениями являются пырей ломкий (еркек), полыни песчаная (шагыр), метельчатая, белоземельная, Лерховская (астраханская).

Экологические приспособления растений к аридным условиям очень разнообразны: ксероморфность, суккулентность, псаммофитность, эфемерность. Для каждой группы растений имеются свои характерные приспособительные особенности, но практически все обладают ксероморфностью. Большинство солянок являются суккулентами, запасаящими влагу в своих сочных листьях или стеблях и очень экономно ее расходующих, кроме того, приспособленных к жизни на засоленных субстратах. Псаммофитные растения приспособлены к жизни на песках, обладают целым рядом своеобразных признаков: имеют песчаные чехлы вокруг корней, обладают способностью выносить развевание песка путем образования придаточных корней и засыпание – путем образования корнеотпрысков, образуют не засыпаемые песком пузырчатые или щетинистые семена и др.

Эфемерность – сокращение сроков развития растений, особенно присуща эфемерам и эфемероидам – однолетним и многолетним растениям с коротким периодом вегетации,



который может сдвигаться в зависимости от конкретных метеоусловий года. Наилучшее развитие эфемеры и эфемероиды получают во влажные теплые весны.

Выделяются различные эдафические варианты сообществ: галофитные на засоленных почвах, пелитофитные на суглинистых почвах, гемипсаммофитные на супесчаных почвах, псаммофитные на песчаных почвах. Сообщества варьируют и по богатству видового состава слагающих их растений, в отдельных местообитаниях, например, на солонцах, распространены монодоминантные, в других (на зональных почвах легкого мехсостава) – многовидовые.

На месторождениях Жетыбайской группы наибольшим числом видов представлены семейства маревые (Chenopodiaceae) – 33 вида, следующие по численности злаковые (Gramineae) – 14 видов и сложноцветные (Compositae) – 13 видов.

Остальные виды представлены в значительно меньшем количестве от 6 до 1 видов: бобовые (Leguminosae) – 6 видов, крестоцветные (Cruciferae) – 5 видов, парнолистниковые (Zygophyllaceae) – 5 видов, Лилейные (Liliaceae) – 5 видов, бурачниковые (Boraginaceae) – 4 вида, свинчатковые (Plumbaginaceae) – 3 вида, гречишные (Polygonaceae) – 2 вида, осоковые (Cyperaceae) – 2 вида, молочайные (Euphorbiaceae) – 2 вида, франкениевые (Frankeniaceae) – 2 вида, эфедровые (Ephedraceae) – 1 вид, гребенщиковые (Tamaricaceae) – 1 вид, гвоздичные (Caryophyllaceae) – 1 вид, зонтичные (Umbelliferae) – 1 вид, ластовневые (Asclepiadaceae) – 1 вид, губоцветные (Labiatae) – 1 вид, заразиховые (Orobanchaceae) – 1 вид, вьюнковые (Convolvulaceae) – 1 вид, пасленовые (Convolvulaceae) – 1 вид.

Ландшафтное значение имеют виды родов полыни (Artemisia), ежовника (Anabasis), пырея (Agropyron).

По составу жизненных форм на территории всех месторождений преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и летне-осенние однолетние солянки.

По составу экологических типов во флоре преобладают засухоустойчивые растения-ксерофиты. С солончаками связаны растения-галофиты, на увлажняемых местообитаниях встречаются мезофиты (ажрек).

Выделяются различные эдафические варианты сообществ: гипергалофитные и галофитные на солончаках и засоленных почвах, пелитофитные на суглинистых почвах, гемипсаммофитные на супесчаных почвах, псаммофитные на песчаных почвах. Сообщества варьируют и по богатству видового состава слагающих их растений, в отдельных местообитаниях, например, на солончаках и солонцах, распространены монодоминантные, в других (на зональных почвах легкого мехсостава) – многовидовые.

На месторождениях Жетыбайской группы часто встречаются ценные лекарственные и ядовитые растения, к которым относятся:

1. Ежовник безлистный, итсигек - Анабазис безлистный – *Anabasisaphylla*L.
2. Гармала обыкновенная, адраспан – *Peganum harmala* L.
3. Верблюжья колючка обыкновенная или жантак – *Alhagi pseudoalhagi* (M.B.) Desv.

1.10 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

Особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Нарастающая мощность 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 заповедные 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 Мангистауской области расположены:

Устьюртский 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 устьюртского муфлона, занесены джейран, длинноиглый еж, пегий путорак, 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.

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 - устьюртский 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.).





Перечень особо охраняемых территорий и учреждений по охране лесов и животного мира Мангистауской области (существующие и проектируемые)

№	Наименование ООПТ	Площадь, га	Местонахождение	В чьем ведении находится
ООПТ Республиканского значения				
1	Исторический государственный природный заказник	223 423	Каракумский район	МНС РК
2	Государственный заказник «Ашты-Аулие»	1 321 000	Каракумский район	МНС РК
3	Государственный заказник «Ашты-Аулие» (заповедный)	137 800	Каракумский район	МНС РК
4	Ашты-Аулие государственный природный заказник (заповедный)	175 000	Туркменский район	МНС РК
5	Государственный заказник «Ашты-Аулие» (заповедный)	700 000	Ашты-Аулие	МНС РК
6	Мемориальный заказник «Ашты-Аулие»	30	Ашты-Аулие	Министерство образования и науки РК
Государственные учреждения лесного хозяйства				
7	Байерский лесной заказник по охране лесов и животного мира	47 000	Байерский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
8	Самаркандский лесной заказник по охране лесов и животного мира	100 272	Байерский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
ООПТ местного значения				
9	Государственный заказник «Ашты-Аулие»	60 000	Мангистауский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
10	Государственный природный заказник «Ашты-Аулие»	60 374	Каракумский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
11	Государственный природный заказник «Ашты-Аулие»	140 000	Мангистауский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
12	Государственный природный заказник «Ашты-Аулие»	310 100	Каракумский и Мангистауский районы	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
Проектируемые ООПТ				
13	Государственный заказник «Ашты-Аулие»	50 000,0	Байерский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
14	Государственный заказник «Ашты-Аулие»	140 700	Байерский район	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды
15	Государственный заказник «Ашты-Аулие»	220 000,0	Байерский и Мангистауский районы	Управление природного ресурса и охраны окружающей среды

Рисунок 1.8 - Карта особо охраняемых природных территорий (ООПТ)



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, рассеченные 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 Асар не затрагивает особо охраняемые природные территории (Письмо № 03-10-504 от 30.07.2024г. от РГУ «Мангистауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Комитета лесного хозяйства и животного мира Министерство экологии и природных ресурсов РК» – приложение 9).

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 (с изменениями), 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.



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 1.9 представлена карта расположения памятников истории и культуры в Мангистауской области.

Проектируемые работы будут проводиться на территории месторождения Асар.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Асар не выявлены (Письмо № 05-11-534 от 17.07.2024г. от ГУ «Управление культуры, развития языков и архивного дела Мангистауской области» – приложение 9).

В пределах площадок строительных работ какие-либо особо охраняемые природные территории, памятники истории и культуры отсутствуют.

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.

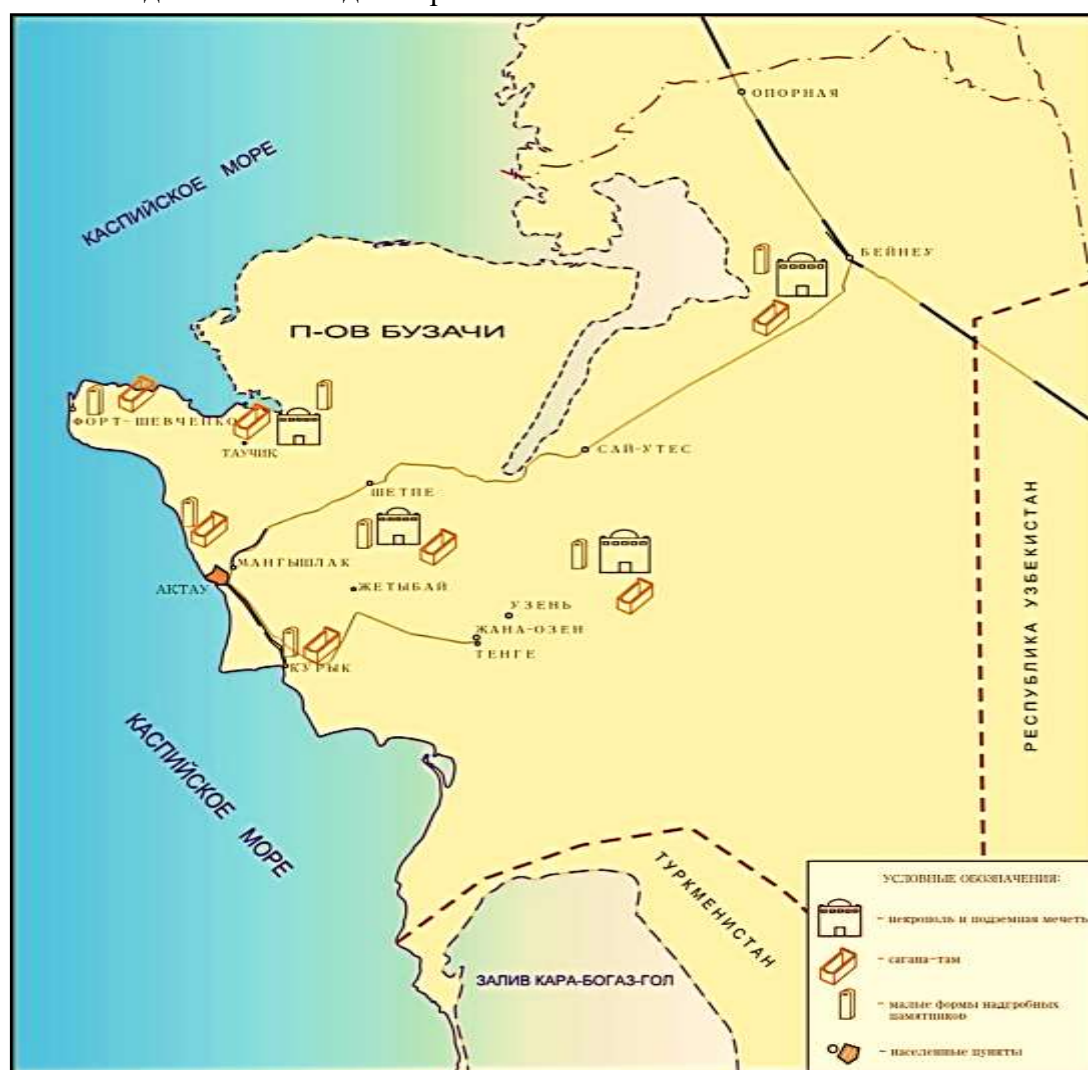


Рисунок 1.9- Карта расположения памятников истории и культуры в Мангистауской области

2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ

2.1 Атмосферный воздух

Атмосферно-гигиенические условия любого географического региона определяются не только общим объемом выбрасываемых с территории или вовлекаемых со стороны в атмосферу загрязняющих веществ, но и естественными возможностями самоочищения самой атмосферы. Состояние загрязнения воздуха оценивается по результатам анализа и обработки проб воздуха, отобранных на постах наблюдений.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы исследуемый район относится к III-й зоне ПЗА (зоне повышенного потенциала), что объясняется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, мощным промышленным развитием района. Однако на побережье Каспийского моря значительный воздухообмен за счет смены воздушных течений способствует понижению уровня загрязнения воздуха.

Таким образом, совокупность климатических условий определяют способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Основными критериями качества являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест. Фоновые природно-климатические условия района расположения проектируемого объекта, характеризуются активным ветровым режимом, малой повторяемостью и короткой продолжительностью штилей и приземных инверсий температур.

АО «Мангистаумунайгаз» 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.

Описание современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Асар приводится согласно Отчетам по результатам производственного экологического контроля ПУ «Жетыбаймунайгаз» за 2021-2023 гг. В рамках ПЭК на месторождении Асар осуществляются наблюдения на источниках выбросов и на границе СЗЗ.

Месторождение Асар

В соответствии с Программой производственного экологического контроля, контроль загрязнения атмосферы проводится на границе санитарно-защитной зоны. Отбор проб был произведен согласно программе ПЭК с учетом направления ветра. Контроль загрязняющих веществ определяется с помощью газоанализатора ГАНК-4. Мониторинг эмиссий осуществлялся на организованных источниках выброса, прописанных в плане-графике программы ПЭК. Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится на границах СЗЗ площадок на 4 контрольных точках по следующим ингредиентам: Азота диоксид, Азот оксид, Серы диоксид, Углерод оксид, Метан, Углеводороды предельные C1-C5, Углеводороды предельные C6-C10, Углеводороды предельные C12-C19. Средние концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Асар за 2021-2023 гг. приведены в таблице 2.1.



Таблица 2.1- Среднегодовые концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Асар

Код вещества	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м ³)	Среднегодовая концентрация, мг/м ³		
			2021 г.	2022 г.	2023 г.
0337	Диоксид азота	0,085	0,033	0,034	0,026
0410	Оксид азота	0,4	0,031	0,038	0,061
0301	Диоксид серы	0,5	0,029	0,032	0,063
0304	Оксид углерода	5	0,101	1,403	1,371
0330	Метан	50 (ОБУВ)	0,119	0,117	0,712
0415	Углеводороды C1-C5	50 (ОБУВ)	0,079	0,25	0,86
0416	Углеводороды C6-C10	30 (ОБУВ)	0,109	0,073	0,57
2754	Углеводороды C12-C19	1	0,007	0,03	0,09

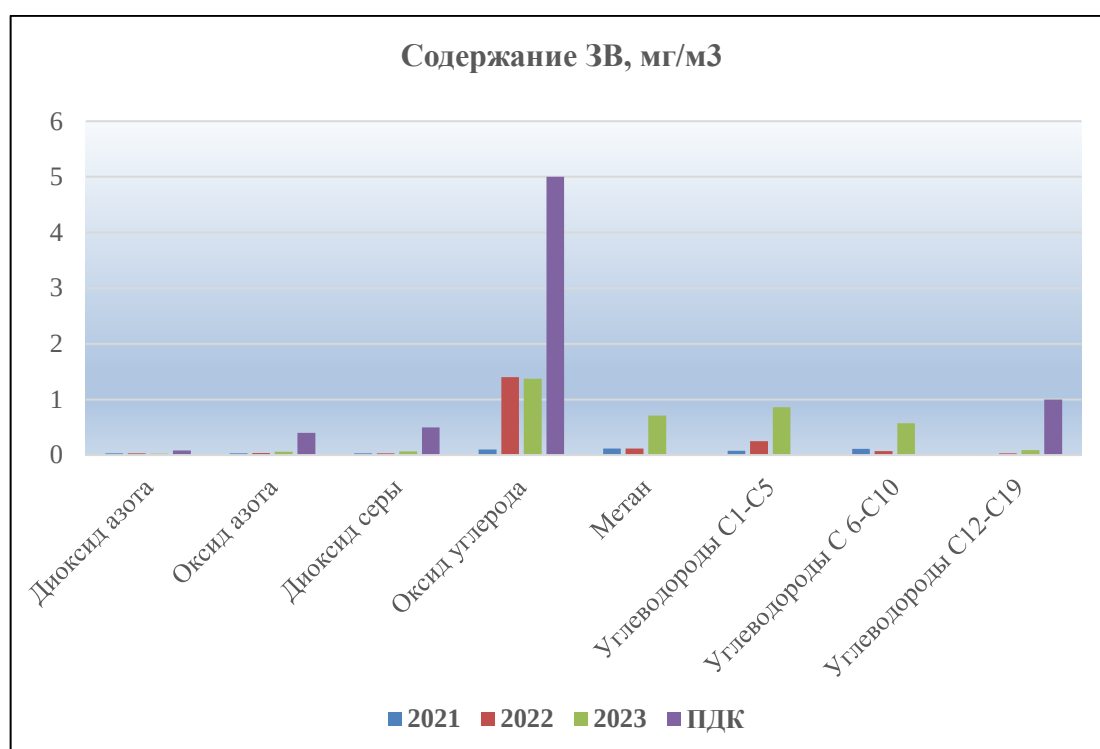


Рисунок 2.1- Диаграмма показателей концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ за 2021-2023 гг. в сравнении с ПДК

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, показал, что за 2021-2023 года максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

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.



2.2 Подземные воды

Мониторинг подземных вод является составной частью производственного экологического контроля (ПЭК), осуществляемого АО «Мангистаунагаз» 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.

Для наблюдения за состоянием подземных вод на территории месторождения Асар была создана наблюдательная сеть, состоящая из 6-и мониторинговых скважин (№№6-11). Сведения и координаты скважин представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Координаты мониторинговых скважин на месторождении Асар

Параметры	Мониторинговые скважины					
	№6	№7	№8	№9	№10	№11
Абсолютная отметка патрубка/поверхности земли, м	132,54/ 132,06	93,20/ 92,50	124,64/ 141,98	126,14/ 125,49	124,00/ 123,38	111,14/ 110,39
Координаты: X = Y =	25886,99 15973,27	25526,08 07586,67	24994,87 09883,08	25253,05 12283,65	23583,88 15164,88	23764,06 12033,82
Диаметр бурения / фильтр. колонны, мм.	151/ 114	151/ 114	151/ 114	151/ 114	151/ 114	151/ 114
Глубина бурения, м	30,0	20,8	40,0	30,2	30,0	30,5
Интервал установки фильтра, м	18,61- 24,61	9,42-15,2	26,5-32,5	16,5-22,5	20,25- 26,25	17,8-23,8

Программой экологического контроля АО «Мангистаунагаз» на 2021-2023 год предусмотрено проведение мониторинга за состоянием подземных вод на месторождениях Жетыбайской группы - на 15 наблюдательных скважинах:

- территория нефтепромысла №№6 - 11 - 6 скважин
- полигон замазученного грунта ЦППН (новый) №№1,2,3,4,9,10 - 6 скважин;
- полигон захоронения радиоактивных отходов ПЗРО №№1-3 - 3 скважины.

Визуальное обследование территории Жетыбайской группы, а также мест расположения гидронаблюдательных скважин, показало, что следы загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами, а также другими факторами загрязнения подземных вод отсутствуют. Мониторинговые скважины находятся в удовлетворительном состоянии, снабжены крышками.

Мониторинговые скважины участка ПЗРО (№№1-3) располагаются вокруг площадки. Скважины находятся в рабочем состоянии, изготовлены из стеклопластиковых труб, имеют ограждение и снабжены завинчивающимися пластиковыми крышками. Во время настоящих наблюдений были отобраны пробы грунтовых вод со скважин №1,2 на ПЗРО. Скважина № 3 оказалась безводной.

Мониторинговые скважины полигона ЦППН (№№1, 2, 3, 4, 9, 10) располагаются вокруг полигона. Скважины находятся в рабочем состоянии, имеют ограждение и снабжены откидывающейся крышкой. На момент отбора проб скважины оказались «сухими».





Рисунок 2.2- Расположение мониторинговых скважин месторождения Асар в спутниковой фотосъемке

2.2.1 Результаты мониторинга подземных вод

Отобранные пробы воды анализировались по следующим показателям: pH, азот аммонийный, нитриты, нитраты, нефтепродукты, фенолы, АПАВ, сухой остаток, ХПК, железо общее, медь, цинк, кадмий. Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения гидронаблюдательных скважин. Периодичность контроля осуществляется 1 раз в квартал.

Территория нефтепромысла

В отчетном периоде экологического мониторинга исследования за состоянием подземных вод были проведены по двум скважинам №9, №10 месторождения Асар. В мониторинговых скважинах №№ 6,7,8,11 в момент отбора проб вода не обнаружена. Результаты химических анализов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3- Результаты химических анализов проб подземных вод, отобранных в 2021- 2023 годах

№ п/п	Наименование компонента, ед.измерения	территория Нефтепромысла		
		Среднее значение за 2021 год	Среднее значение за 2022 год	Среднее значение за 2023 год
1	pH	7,58	8,33	8,15
2	Сухой остаток, мг/дм ³	126531	10062	9970
3	Гидрокарбонаты, мг/ дм ³	553	783	621
4	Хром , мг/ дм ³	-	0,06	0,05
5	Хлориды, мг/дм ³	76028	-	-
6	Сульфат ион, мг/дм ³	1335	512	409
7	Натрий+калий, мг/ дм ³	46272,6	491,63	484
8	Кальций, мг/ дм ³	455	1022,45	120,84
9	Магний, мг/ дм ³	1696	348	111,81
10	Жесткость общая, мг-экв/л	161	94,63	34



2.СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ

11	Нефтепродукты, мг/ дм ³	0,09	0,08	0,11
12	СПАВ, мг/ дм ³	0,09	0,20	0,2
13	ХПК, мгО/ л	962	99,23	103,75
14	Фосфаты, мг/ дм ³	0,12	0,12	0,21
15	Фториды, мг/ дм ³	0,1	0,46	0,47
16	Азот аммонийный, мг/ дм ³	38,69	28,06	0,9
17	Нитрит ион, мг/ дм ³	0,003	0,36	0,03
18	Нитрат ион, мг/ дм ³	< 0,10	0,83	0,15
19	Железо общее, мг/дм ³	13,94	21,93	1,5
20	Медь, мг/ дм ³	н/о	0,20	0,21
21	Никель, мг/ дм ³	0,114	0,68	0,7
22	Свинец, мг/ дм ³	0,27	1,3	1,4
23	Цинк, мг/ дм ³	н/о	0,09	0,09
24	Кадмий, мг/ дм ³	н/о	0,25	0,28

рН грунтовых вод варьировался в пределах 7,58 – 8,33. Изменения уровня рН не является показателем загрязнения воды, зависит от минерального состава вод и варьирует в широком диапазоне. Полученные значения сопоставимы с многолетними значениями.

Жесткость общая подземных вод колебалась в пределах 34 мг-экв/дм³ – 161 мг-экв/дм³. По сравнению с аналогичным периодом наблюдается повышение содержания контролируемого компонента. Некоторое увеличение показателя жесткости связано с переходом магния из пород вмещающих подземные воды, что не вызвано антропогенным влиянием, а носит природный характер.

Содержание Na+K в проанализированных образцах составляло 484 г/дм³. Полученные данные выше показателей за 2021 год. Изменение состава воды с сульфатно-кальциевого на хлоридно-натриевый влечет за собой повышение Na+K относительно аналогичного периода наблюдений.

Содержание гидрокарбонатов в точках отбора проб в целом по району составило 553 мг/дм³-7833 мг/дм³. Изменение состава воды влечет за собой изменение количества солей, образующих минерализацию. В связи с этим наблюдается снижение гидрокарбонатов по сравнению с аналогичным периодом.

Концентрация сульфатов регистрировалась в интервале значений от 409 мг/дм³ – 1335 мг/дм³. Изменение состава воды влечет за собой изменение количества солей, образующих минерализацию. В связи с этим наблюдается снижение сульфатов по сравнению с аналогичным периодом.

Содержание кальция в отчетном периоде экологических исследований было зафиксировано выше результатов, полученных в 2022 году. Так, среднее значение составило 120,84 мг/дм³ против 1022,45 мг/дм³ в аналогичном периоде. Изменение состава воды с сульфатно-кальциевого на хлоридно-натриевый влечет за собой понижение кальция относительно аналогичного периода наблюдений.

Концентрация магния в грунтовых водах регистрировалась в пределах 111,81 мг/дм³ – 1696,74 мг/дм³, что выше результатов анализов за 2021 год. Изменение состава воды влечет за собой изменение количества солей, образующих минерализацию. В связи с этим наблюдается повышение магния по сравнению с аналогичным периодом.

Содержание аммония по мониторинговым скважинам было зафиксировано в пределах 0,9 мг/дм³ – 38,69 мг/дм³. Значительные изменения в концентрации веществ азотной группы обусловлены общим изменением состава вод и химической



трансформацией. Данная динамика характерна для подземных вод и носит природный характер.

На основании результатов экологического мониторинга концентрация железа общего в грунтовых водах варьировалась в интервале значений $1,5 \text{ мг/дм}^3 - 21,93 \text{ мг/дм}^3$. В целом по исследуемой территории содержание контролируемого компонента составило $13,94 \text{ мг/дм}^3$ и по сравнению со средним показателем за аналогичный период содержание Fe в подземных водах повысилось. Причиной повышения содержания железа в подземных водах может быть, как общее повышение минерализации, обусловленное засолением с последующим переходом растворимых форм железа из горных пород, так и повышенная коррозионная агрессия высокоминерализованных подземных вод.

На территории Нефтепромысла по результатам производственного мониторинга концентрация нефтепродуктов варьировалась в диапазоне значений от $0,08 \text{ мг/дм}^3$ до $0,11 \text{ мг/дм}^3$, при среднем значении – $0,09 \text{ мг/дм}^3$. Значения находятся в пределах многолетних наблюдений и их колебания носят природный характер.

По результатам лабораторных анализов было выявлено, что среднее содержание показателя СПАВ в подземных водах регистрировалось в пределах $0,20 \text{ мг/дм}^3$ по двум скважинам, что ниже среднего значения за аналогичный период 2021 года. Снижение концентрации контролируемого показателя связано с особенностями формирования и изменением минерального состава подземных вод.

Показатель ХПК в районе отбора проб составлял $99,23 \text{ мгO}_2/\text{дм}^3 - 962 \text{ мгO}_2/\text{дм}^3$ и находился выше результатов 2021 года. Показатель ХПК характеризует общее количество содержащихся в воде восстановителей, как органических, так и неорганических. Вследствие повышения минерализации количество неорганических веществ в подземных водах возросло, что повлияло на увеличение значения ХПК.

По итогам химических исследований содержание фосфатов по двум мониторинговым скважинам в 2023 году обнаруживалось в пределах $0,21 \text{ мг/дм}^3$. Полученные значения выше результатов за период 2021-2022 года. Повышение концентрации фосфатов связано с особенностями формирования и изменением минерального состава подземных вод. Значения находятся в пределах многолетних наблюдений и их колебания носят природный характер.

Наименьшее содержание никеля в отобранных пробах находилось в пределах $0,07 \text{ мг/дм}^3$, наибольшая концентрация составила $0,68 \text{ мг/дм}^3$. Среднее значение было обнаружено в пределах $0,50 \text{ мг/дм}^3$. Снижение содержания Ni может быть обусловлено как общим очищением подземных вод от металлов, так и снижением их поступления из вмещающих пород вследствие изменения минерального состава подземных вод и образования труднорастворимых соединений.

Во втором квартале 2021 года содержание свинца в районе отбора проб по двум наблюдательным скважинам было зафиксировано в пределах $1,4 \text{ мг/дм}^3$. Металлы, как и все остальные вещества, обладают специфическими свойствами. В чистом виде металлы не присутствуют, а определяются в составе тех или иных солей. Данные соли входят в состав вмещающих пород и постепенно в ходе естественных химических реакций и растворения переходят в подземные воды. При этом изменение минерального состава подземных вод по-разному воздействуют на растворение минералов, содержащих подземные воды. Некоторые горные породы показывают увеличение растворимости и переход составляющих минералов в подземные воды, другие же показывают снижение



растворимости, либо образование новых нерастворимых веществ. Это может обуславливать разнонаправленную динамику по концентрации контролируемых веществ. Однако следует отметить, все полученные значения находятся в пределах многолетних наблюдений.

Концентрация меди, кадмия и цинка в отобранных пробах воды не зафиксирована.

Содержание нитритов в отчетном периоде находилось в пределах 0,003 – 0,36 мг/дм³, нитратов – 0,15-0,83 мг/дм³ по двум скважинам. Источниками поступления веществ азотной группы являются атмосферные осадки. В виду того, что период наблюдений характеризуется отсутствием осадков, зафиксировано снижение концентрации NO₂ и NO₃ в грунтовых водах.

Полигон захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО)

В соответствии с Программой наблюдения на ПУ «Жетыбаймунайгаз» обследования проводились на месторождении Асар, Полигона замазученных грунтов ЦППН (новый) и полигон захоронения радиоактивных отходов ПЗРО. Мониторинговая сеть состоит из 15 наблюдательных скважин.

Анализ результатов мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Асар и объектах ПУ «Жетыбаймунайгаз» показал:

- уровень до поверхности воды в отчетном периоде изменялся от 25,6 м до 26,7 м в районе месторождения Асар, и в пределах 60,2 – 60,3 м на участке ПЗРО. Относительно предыдущего периода зафиксировано снижение уровня грунтовых вод. Температура подземных вод регистрировалась в пределах 13,6 – 14,3°С.
- среда подземных вод по большинству скважин нейтральная. Вследствие повышения минерализации наблюдается изменение состава подземных вод от сульфатно-натриевых к хлоридно-натриевым.
- средний показатель нефтепродуктов по итогам лабораторных анализов составлял 0,05 мг/дм³ по объектам ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Снижение концентрации загрязняющих веществ (нефтепродукты, СПАВ, нитриты, нитраты, медь, кадмий, цинк) по сравнению с предыдущим периодом 2021 года может быть обусловлено как снижением нагрузки на подземные воды, так и естественными процессами, связанными с миграцией, инфильтрацией подземных вод, конвекцией поверхностных вод.

Экологическая служба АО «Мангистаумунайгаз» 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.

С целью дальнейшего снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования по добыче, транспортировке и подготовке нефти.

Выполнение всех требований в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия к минимуму, обеспечив экологическую безопасность акватории и прилегающих территорий.



2.2.2 Мониторинг сточных вод

На месторождении Асар канализована только территория вахтового поселка. В систему хозяйственно-бытовой канализации на месторождении отводятся сточные воды, образовавшиеся в процессе удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. В настоящее время отведение хозяйственно-бытовых сточных вод в поселке Асар осуществляется по самотечно-напорной системе канализации на очистные сооружения мощностью 50 м³/сут. и далее в пруд-накопитель.

Хозяйственно - бытовые сточные воды от зданий и сооружений через выпускные колодцы самотеком отводятся в общую систему канализации и далее поступают на очистные сооружения мощностью 50 м³/сут. (КОСВ-50), где происходит полная биологическая очистка стоков. После очистки сточные воды через напорный коллектор направляются на запорочный стояк или отводятся в пруд-накопитель.

Сточные воды, прошедшие очистку на КОСВ-50, отводятся для утилизации в пруд-накопитель (испаритель). Помимо испарительной функции, в прудах такого типа происходит также биохимическая очистка, основанная на процессах самоочищения воды. Пруд представляет собой котлованы прямоугольной формы глубиной 1,5 м относительно планировочной отметки уровня земли. Откосы котлованов выполнены с уклоном 1:3.

В рамках проведения производственного экологического контроля в 1 квартале 2023 года произведен мониторинг эмиссий сточных вод. Задача мониторинга эмиссий заключается в наблюдениях за качеством сбрасываемых (отводимых) сточных вод, а также их соответствия установленным нормативам.

Перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в зависимости от их категории и должен полностью отражать состав сточных вод. Для хозяйственно-бытовых сточных вод - это взвешенные вещества, сухой остаток, сульфаты, хлориды, азот аммонийный, нитраты, нитриты, фосфаты, фенолы, нефтепродукты, СПАВ, железо общее, ХПК, БПК.

Сравнительный анализ данных, полученных в ходе лабораторных исследований, отобранных проб сточной воды после очистки и установленных нормативов ПДС месторождения Асар, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4- Сравнительный анализ данных лабораторных исследований проб сточной воды после очистки и установленных нормативов ПДС

№ п/п	Наименование компонента, ед. измерения	2021 г.	2022 г.	2023 г.	ПДС
1	Сухой остаток, мг/дм ³	199	201	201	896,4
2	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,04	0,04	0,039	0,16
3	Фенолы, мг/дм ³	0,5	0,6	0,593	0,0016
4	Сульфаты, мг/дм ³	48,17	49,7	49,7	270,8
5	Железо общее, мг/дм ³	0,06	0,06	0,063	1,86
6	Аммоний солевой, мг/дм ³	1,72	1,71	1,71	1,94
7	Нитриты, мг/дм ³	0,55	0,58	0,58	2,83
8	Нитраты, мг/дм ³	28	29	28,5	35,40
9	Хлориды, мг/дм ³	76	77	77	306,1
10	Взв. вещества, мг/дм ³	12,73	13,10	13,1	11
11	Фосфаты, мг/дм ³	0,008	0,008	0,0084	3,36
12	СПАВ, мг/дм ³	0,20	0,21	0,206	0,305
13	ХПК, мгО/дм ³	99,96	99,80	99,8	38,4
14	БПК5, мгО2/дм ³	48,70	50,69	50,69	15,14



2.3 Почвенный покров

В процессе буровых работ почвы претерпевают значительное техногенное воздействие, обусловленное как непосредственно собственно технологическим процессом, так и сопутствующими ему вспомогательными операциями.

Исходя из технологического процесса буровых работ в пределах исследуемой площади, будут проявляться следующие типы техногенного воздействия:

- химическое загрязнение;
- физико-механическое воздействие.

Химическое воздействие на почвы могут возникнуть в результате аварийных разливов буровых растворов, ГСМ, буровых сточных вод, пластовых вод при проведении испытания скважины.

Физико-механическое воздействие на почвенный покров будут оказывать физическое проведение планировочных работ в пределах отведенного участка, при строительстве бурового комплекса и т.д.

В результате физико-механического воздействия на почвенный покров 70-80% почв в радиусе 50 м от скважины будут полностью уничтожены. После окончания буровых работ и опробования скважины, демонтажа и вывоза оборудования, должны быть проведены работы по рекультивации земель, так как участки нарушенного почвенного покрова в условиях степной зоны без проведения рекультивационных мероприятий восстанавливаются очень медленно.

В условиях гидротермического режима пустыни, накопленные легкорастворимые соли очень слабо промываются, а карбонаты совсем не выносятся. Высокая карбонатность почв объясняется их формированием на сильно известковистых осадочных морских породах (сарматские известняки), уровень карбонатности достигает 94-98 %. Материнские породы повсеместно засолены сульфатами кальция, которые залегают с глубины в 30-100 см. В гипсовых прослоях фиксируется значительное количество водно-растворимых солей хлоридно-сульфатного состава. На фоне карбонатности и засоленности почв в условиях развитого микрорельефа создаются благоприятные предпосылки для образования почвенных комплексов.

Почвы центральной части участка характеризуются высокой степенью засоления, обусловленной неглубоким залеганием гипсовых горизонтов. В структуре почвенного покрова здесь преобладают серо-бурые солонцевато-солончаковые почвы. По склонам увалов залегают серо-бурые эродированные и малоразвитые почвы. Плоскодонные понижения заняты takyрами солончаковыми.

Отбор проб почв

Для характеристики современного состояния месторождения Асар ежеквартально проводится полное обследование территории месторождения с отбором проб почвы, замазученного грунта, нефтешлама и других отходов производства на химические и физико-химические анализы. Общее направление почвообразовательных процессов в пределах участка определяется его приуроченностью к подзоне южных пустынь пустынной зоны, климатические условия которой характеризуются крайней засушливостью и резкой континентальностью.

Мониторинг почвенного покрова и отходов относится к мониторингу воздействия и является составной частью системы производственного контроля, который АО



«Мангистаунагаз» осуществляет в пределах деятельности своих производственных управлений. При проведении мониторинга воздействия на почвы решаются задачи по:

- своевременному выявлению и контролю изменений структуры почвенно-растительного покрова и состояния почв под влиянием производственной деятельности;
- оценке и разработке рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий, рациональному использованию и охране почв;
- созданию информационного обеспечения мониторинга почв.

Оценка состояния почв осуществляется по результатам анализа производственной деятельности и интенсивности происходящих изменений, путем сравнения полученных показателей с первичными данными, а также с нормативными показателями.

Мониторинг за состоянием почвенного покрова и отходов производства выполняется в соответствии с Программой Производственного экологического контроля (ПЭК), посредством ежеквартальных наблюдений на стационарных экологических площадках (СЭП).

Места заложения СЭП были перепроверены в 2023 году и, в некоторых случаях, скорректированы с учётом особенностей и расположения производственных объектов, а также мест временного хранения отходов (существующих и ликвидированных), являющихся потенциальными источниками воздействия на почвы характеризуемой территории. Территориальная сеть пунктов наблюдений характеризует весь комплекс факторов потенциального негативного антропогенного воздействия на почвы объектов.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Программой ПЭК на 2023 год предусмотрено выполнение мониторинга почвенного покрова и отходов на 50 стационарных экологических площадках, располагающихся на месторождении ПУ «Жетібаймунайгаз».

В соответствии с программой ПЭК на 2023 год, периодичность контроля за состоянием почв составляет: физико-химические свойства - 1 раз в три года (осенью), химические загрязнения- 2 раза в год (2-3 квартал). Периодичность отбора проб: отбор проб и лабораторные анализы проб производится - 1 раз в квартал. Отбор проб производился с глубины 0-10 см. Пять точечных проб из одного горизонта (слоя) смешивались, после чего отбиралась средняя объединенная проба почвы, массой около 1000 грамм.

Пробы отбирались в двойные самогерметизирующиеся пакеты. Между двумя пакетами помещался сопроводительный талон (этикетка) на пробу. На талоне указывалось место, дата отбора пробы, номер пробы, глубина взятия пробы, фамилия исследователя. В процессе транспортировки и хранения почвенных проб путем тщательной упаковки исключалась возможности их вторичного загрязнения. Все отобранные пробы регистрировались в полевом журнале.

Отобранные пробы анализировались по следующим показателям: углеводороды (суммарно), медь (подвижная форма), никель (подвижная форма), цинк (подвижная форма),



2.СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ

кобальт (подвижная форма), свинец (валовое содержание), ртуть (валовое содержание), титан (валовое содержание), кадмий (валовое содержание), хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, нитраты, натрий, калий, магний, кальций, аммоний, железо, фенолы, фосфаты (фосфор валовый), фториды (фтор подвижный), общий азот. Концентрации загрязняющих веществ в почве по данным мониторинга на период 2021-2023 год приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5- Сравнительный анализ почвенного покрова месторождения Асар за 2021-2023 гг.

Наименование вещества	ПДК, мг/кг	Средняя фактическая концентрация, мг/м3		
		2021 г.	2022 г.	2023г.
Хлориды		1584	88,07	117,5
Сульфаты		2222	1	0,78
Карбонаты		н/обн	н/обн	н/обн
Гидрокарбонаты		165	32	33
Натрий+Калий		2917	376	640
Кальций		51,96	0,35	0,45
Магний		8,14	0,06	0,07
Гумус мг/кг		4,59	н/обн	н/обн
Нитраты мг/кг	130	1,65	13	15
Фосфор валовый мг/кг		211	208	211
Азот общий мг/кг		300	0,21	0,24
Нефтепродукты мг/кг	1000	51,29	н/обн	н/обн
Фтор мг/кг	28	0,48	1	0,89
Сера мг/кг		35,83	99	107,8
Медь мг/кг		<10	5	4,51
Никель мг/кг	4	1,97	2,0	1,7
Кобальт мг/кг	5	<5	н/обн	н/обн
Титан мг/кг		2312	1065	1084
Кадмий мг/кг		<0 05	2	2,23
Свинец мг/кг	32	<30	3	1,68
Цинк мг/кг	23	2,1	14	22,27
Ртуть мг/кг	21	<0,03	н/обн	н/обн
Ванадий мг/кг		26	42	46



В целом, с учетом развития инфраструктуры месторождения Асар и объектов ПУ «Жетыбаймунайгаз» и специфики нефтедобывающей отрасли, территория месторождения в отношении загрязнения почвенного покрова находится в удовлетворительном состоянии.

Экологическая служба АО «Мангистаумунайгаз» 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.

Вывод: Анализ результатов лабораторных исследований на содержание в почве свинца, кадмия, меди, цинка и никеля показал отсутствие превышения норм ПДК по всем загрязняющим веществам. Загрязнение почвы территории месторождения характеризуется как допустимое загрязнение и относится к относительно безопасным.

При соблюдении предусмотренных работ по рекультивации, работ по защите почвенно-растительного покрова, выполнению природоохранных мероприятий, а также продолжении мониторинговых работ неблагоприятное воздействие возможного химического загрязнения и механических нарушений будет локализовано.

2.4 Биоразнообразие

2.4.1 Растительность

Мониторинг растительности производится в комплексе с изучением почвенного покрова, для того, чтобы более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции. Периодичность наблюдений за состоянием растительного мира предусматривается 2 раза в год (весенний и осенний период). Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

В орографическом отношении район работ представляет Южно-Мангышлакское плато с общим уклоном в юго-западном и юго-восточном направлениях и падением абсолютных отметок от 250-260 м на севере до 70- 100 м в южной части.

Растительный покров месторождений в той или иной степени испытывает постоянное и многолетнее химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин. Максимальному химическому воздействию подвержена растительность непосредственно возле разливов нефти и, хотя химическое загрязнение нефтяными углеводородами и тяжелыми металлами не сказывается на жизненном состоянии произрастающих сорных видов, оно сильно ограничивает биологическое разнообразие флоры. Растительность вне зоны непосредственного нефтяного загрязнения испытывает воздействие через почвенные растворы и грунтовые воды.

Факторами техногенного разрушения естественных экосистем при буровых работах являются: механические повреждения, разливы буровых растворов, ГСМ, разливы пластовых вод при проведении испытаний.

Торможение роста за счет химического воздействия экранируется механическим воздействием. Последствия влияния нефтедобычи на растительность могут выражаться образованием вторичных сообществ с преобладанием однолетников и сорняков, пространств оголенного грунта и возникновению новых антропогенных производных экотипов, существование которых в конкретных физико-географических условиях не мыслимо без влияния извне.



Часто гибель растительности может происходить практически мгновенно, например, при обширном нефтяном выбросе или проведении крупномасштабных земляных работ. При устранении причин деградации и гибели растительности может происходить восстановительная сукцессия или демутация сообщества, фазы которой чередуются в порядке обратном деградации:

- увеличение покрытия однолетними и сорными видами на площадях оголенного грунта;
- появление отдельных особей полыни белоземельной, а затем и других аборигенных многолетников;
- постепенное вытеснение корневищных сорняков.

На месторождении Асар идет интенсивная трансформации рельефа, в результате техногенной нагрузки на экосистемы. В 2022 году в результате маршрутных исследований были обнаружены заросли саксаула в понижениях и расщелинах, на небольших возвышенностях и вдали от производственных территорий.

Были обследованы рельефные понижения и поднятия на месторождении Асар. На выходах мелов обычны тасбиюргуновые группировки и сообщества. На выпуклых частях они очень разреженные (5-10% покрытия), почти без участия других многолетних видов. На выходах с супесчаными щебнистыми почвами доминируют белоземельнополынники, в которых обильны солянка восточная (*Salsola orientalis*), клоповник проезеннолистный (*Lepidium perfoliatum*) и ежовник раскидистый (*Anabasis brachiata*).

В небольшом количестве обнаружены солянка деревцевидная (*Salsola arbuscula*) и крашенинниковия терескеновая (*Krascheninnikovia ceratoides*). На дне оврагов которых развивается покров житняково-мятликово-полынный (*Artemisia lerchiana*, *A. terrae-albae*, *Poa bulbosa*, *Agropyron fragile*) с участием многолетнего разнотравья (*Centaurea squarrosa*, *Euphorbia seguieriana*, *Gypsophila diffusa*, *Limonium suffruticosum*, *Syrenia siliculosa*).

Хорошее развитие имели растительные сообщества в июне этого года, из-за обильного выпадения осадков в весенний период на территории Мангистауской области. Растения приурочены к логам, водотокам, балкам и шлейфам. Адраспан или гармала обыкновенная (*Peganum harmala*), итсигек или ежовник безлистный (*Anabasis aphylla*), солянка деревцевидная (*Salsola arbuscula*), горчак ползучий (*Acroptilon repens* (L)DC.), лебеда татарская (*Atriplex tatarica* L.), климакоптера супротивнолистная (*A. Brachiata*), полынь гурганская (*Artemisia gurganica*), нанофитон ежовый или тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*), солянка восточная или керкуйек (*Salsola orientalis*) - основные виды, встречающиеся здесь и образующие разреженные (с общим проективным покрытием от 5 до 20 %) группировки и ежовниковые, тасбиюргуновые, биюргуновые и гурганскополынные сообщества с участием и без участия кустарников.

Выходы гипсоносных глин на месторождении Асар, темного цвета, так как глины имеют темные цвета - темно-бурый, грязно-зеленый и т. п. Растительный покров на глинах, как и на мелах, почти совершенно отсутствует. Растения также в основном приурочены к отрицательным формам рельефа. Ни кустарники, ни полукустарники на них обычно не встречаются. На гипсоносных глинах селятся почти исключительно представители семейства *Chenopodiaceae* (маревых) - *Anabasis aphylla*, *A. salsa*, *Halimocnemis karelinii*, *Kalidium caspicum*, *Petrosimonia brachiata*, *Salsola dendroides*, *S. chiwensis*, *Suaeda dendroides*.

На камнях, твердых поверхностях поднятий были обнаружены скопления лишайников с розовыми апотециями, черного и желто-коричневого цветов. Лишайники в



момент обнаружения были в виде высохших корочек, пятен. Были определены следующие виды лишайников: Леканора разнообразная (*Lecanora allophana*), *Lecidella euphorea* (Flörke) Hertel - Лециделла эуфоровая и *Xanthoria elegans* или ксантория элегантная

На севере равнина приподнята и осложнена грядами, холмами, оврагами и руслами временных потоков, обрывами. Рельеф здесь обращенный. Синклинальные структуры выражены в рельефе возвышенностями, антиклинальные – широкими сухими долинами, ориентированными по простиранию пород, осложнены многочисленными останцами. Относительное превышение останцев достигает 50- 100 м.

На месторождении Асар идет интенсивная трансформации рельефа, в результате техногенной нагрузки на экосистемы. В целом, однообразная слабоволнистая равнина осложнена рядом бессточных впадин: Асар, Карамандыбас, Узень и др. Абсолютные отметки во впадине Узень снижаются до 30 м, Асар - до 90-100 м.

Значительная часть месторождения Асар, где проводится интенсивная добыча нефти, лишена растительного покрова. Растительный покров представлен одно- и двухкомпонентными ассоциациями с доминированием однолетних солянок. Растительный покров сильно разрежен и представители встречаются единичными экземплярами на техногенно-модифицированных пустынных участках.

Формирование и развитие растительности на месторождении Асар происходит в схожих с месторождением Жетыбай Южный геоландшафтных условиях. Поэтому представители растительных сообществ, встречающихся на месторождении Асар схожи по составу видов и образуемых растительных сообществ. Преимущественно, это несложные по составу одно-и двухкомпонентные сообщества с преобладанием однолетних солянок. Отличительной особенностью растительных сообществ на месторождении Асар является хорошее развитие тамариска многоветвистого (гребенщика) и саксаула безлистного в пониженных частях рельефа, а также присутствие биюргунников, образующих небольшими пятнами монодоминантные сообщества. В июне 2019 года в районе расположения ПВХЗГ ГУ «Асар» было отмечено, что хорошее развитие получили горчак ползучий (*Ascroptilon repens*) и лебеда татарская (*Atriplex tatarica*), которые образовывали плотные заросли по периметру полигона. Однако, при обследовании данной территории в августе 2020 года, численность представителей этих видов заметно поредела, были отмечены лишь небольшие участки растительности, что несомненно связано с ликвидационными работами по очистке полигона.



Рисунок 2.3- Слева - итсигек или ежовник безлистный (*Anabasis aphylla*), справа - галимокнемис твердоплодный (*Halimocnemis sclerosperma*) на месторождении Асар

Растения приурочены к логам, водотокам, балкам и шлейфам. Адраспан или гармала обыкновенная (*Peganum harmala*), итсигек или ежевник безлистный (*Anabasis aphylla*), солянка деревцевидная (*Salsola arbuscula*), горчак ползучий (*Acroptilon repens* (L)DC.), лебеда татарская *Atriplex tatarica* L.), климакоптера супротивнолистная (*A. Brachiata*), полынь гурганская (*Artemisia gurganica*), нанофитон ежевый или тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*), солянка восточная или керкуйек (*Salsola orientalis*) - основные виды, встречающиеся здесь и образующие разреженные (с общим проективным покрытием от 5 до 20 %) группировки и ежевниковые, тасбиюргуновы, биюргуновы и гурганскополынные сообщества с участием и без участия кустарников. Сравнив результаты наблюдений с предыдущими периодами наблюдений отмечено, что в июне 2016 года было хорошее развитие по всей территории солянки олиственной (*Salsola foliosa*), которая в 2017 году встречалась единично. Летом 2018 года солянка олиственная (*Salsola foliosa*), солянка - кейреук (*Salsola orientalis*) и климакоптера мясистая (*Climacoptera crassa*) встечены на площади месторождения очень редко, единично.

Если белоснежные мелы создают светлые ландшафты, то выходы гипсоносных глин на месторождении Асар, наоборот, мрачные, так как глины имеют темные цвета - темно-бурый, грязно-зеленый и т. п. Растительный покров на глинах, как и на мелах, почти совершенно отсутствует. Растения также в основном приурочены к отрицательным формам рельефа. Ни кустарники, ни полукустарники на них обычно не встречаются. На гипсоносных глинах селятся почти исключительно представители семейства *Chenopodiaceae* (маревых) - *Anabasis aphylla*, *A. salsa*, *Halimolobos karelinii*, *Kalidium caspicum*, *Petrosimonia brachiata*, *Salsola dendroides*, *S. chiwensis*, *Suaeda dendroides*. Здесь же отмечена *Reaumurea fruticosa*.

В 2021 году также, как и в предыдущие периоды наблюдений было отмечено, что в пониженных частях рельефа и вблизи водонасосной станции Асар-2 особенно ярко развиты кусты тамариска многоветвистого (рис. 2.4). Обилие влаги вблизи водонасосной станции создало предпосылки для интенсивного роста многих видов, что оказало влияние на формирование устойчивого серо-зелёного фона растительности на данной территории.



Рисунок 2.4- Кусты тамариска многоветвистого вблизи водонасосной станции Асар

Обилие влаги на степном плато месторождения Асар всегда создавало предпосылки для интенсивного развития таких видов, как адраспан, итсигек и солянок. Гигансткие кусты итсигека в периоды наблюдений 2021-2023 гг. были наиболее заметны на общем фоне среди растительных сообществ. Летом 2018 и 2020 года года игсигек встречался единично, диффузно, находясь в стадии усыхания из-за отсутствия естественной влаги. Летом 2019 года игсигековые сообщества наоборот были развиты доствточно хорошо, но всё же уступали в доминантности биюргуновому и тасбиюргуновому сообществам.

Песчаные массивы в районе месторождения Асар занимают небольшие площади. Для слабосвязных песков характерны саксаул безлистный (*Haloxylon aphyllum*), жузгун (*Calligonum leucocladum*), хвойник шишконосный (*Ephedra strobilacea*). Здесь же встречаются селин перистый (*Stipagrostis pennata*), полынь лопастелистная (*Artemisia santolina*), хорошо развита осока вздутоплодная (*Carex physodes*).

Все три вида лишайников являются эпифитами. Лишайник обнаружены вдали от промышленных площадок. И все перечисленные виды могут находиться в состоянии анабиоза до наступления благоприятных факторов, а именно – наличия влаги. В понижениях редьефа, также вдали от производства, были обнаружены рассеянные заросли саксаула различной высоты, что свидетельствует о разной возрастной категории растения

Песчаные массивы в районе месторождения Асар занимают небольшие площади. Для слабосвязных песков характерны саксаул безлистный (*Haloxylon aphyllum*), жузгун (*Calligonum leucocladum*), хвойник шишконосный (*Ephedra strobilacea*). Здесь же встречаются селин перистый (*Stipagrostis pennata*), полынь лопастелистная (*Artemisia santolina*), хорошо развита осока вздутоплодная (*Carex physodes*).

В настоящее время, растительный покров участка представлен, в основном, разреженными вторичными сообществами однолетнесолянковыми (*Salsola nitraria*, *Climacoptera crassa*, *C. brachiata*, *Lepidium perfoliatum*), адраспановыми (*Peganum harmala*), муртуково-полынными (*Artemisia terrae-albae*, *Eremopyrum orientale*) группировками, которые сменили естественные фитоценозы после хозяйственного освоения территории

Максимальному химическому воздействию подвержена растительность непосредственно возле разливов нефти и, хотя химическое загрязнение нефтяными углеводородами и тяжелыми металлами не сказывается на жизненном состоянии произрастающих сорных видов, оно сильно ограничивает биологическое разнообразие флоры. Растительность вне зоны непосредственного нефтяного загрязнения испытывает воздействие через почвенные растворы и грунтовые воды.

Вывод: Растительный покров сильно разрежен и представители встречаются единичными экземплярами на техногенно-модифицированных пустынных участках. Это связано с интенсивным освоением территории месторождения, дорожной дигрессией, крайне малым количеством осадков и повышением температуры воздуха в весенне-летние периоды последних лет. Значительная часть месторождения Асар, где проводится интенсивная добыча нефти лишена растительного покрова.

Растительный покров месторождения Асар испытывает постоянное и многолетнее химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

2.4.2 Животный мир

Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью.



Для большинства видов животных человеческая деятельность играет отрицательную роль, приводящей к резкому снижению численности ряда полезных видов и уменьшению видового разнообразия. Наиболее отрицательное воздействие на животный мир связано с механическими повреждениями почвенного покрова, из-за чего уничтожается и без того бедный растительный покров, дающий пищу и убежище для огромного числа видов животных.

Нефтяное загрязнение животных ухудшает кожное дыхание и теплообмен пресмыкающихся. Легкие и растворимые в воде фракции нефти также могут оказаться токсичными для животных. Замазученность также снижает отражающую способность земной поверхности, чем привлекает пресмыкающихся и насекомых на рассвете и закате, особенно ранней весной и поздней осенью. Загрязнение нефтью оперения птиц может привести к загрязнению яичной скорлупы нефтепродуктами, что чревато гибелью зародыша и пониженной выживаемостью птенцов.

Проглатывание разлитой нефти с перьев при чистке может вызвать физиологические изменения, особенно у молодых птиц. Только 0,15% нефти в пищевом рационе утки кряквы вызывает поражение осморегуляторной способности (способность регулировать концентрацию соли в организме), расстройство пищеварения, увеличивает скорость мобилизации жировых прослоек и глюконеогенезис.

Даже незначительные свежие нефтяные разливы являются источником загрязнения меха и подошвы лап для зайцев, лисицы и некоторых из активных млекопитающих (тушканчики, желтый суслик). Шкурки грызунов теряют свои теплообменные качества. Нефть способна вызвать поражения внутренних органов при проглатывании со шкурки при чистке.

В рассматриваемом районе и на сопредельной территории волк (*Canis lupus*) обычный вид. Весной и летом волки привязаны к месту, где вывелись детеныши, зимой кочуют в пределах охотничьей территории стаи. Молодые особи при расселении способны уходить на значительные расстояния. Небольшая часть волков (одиночки, молодые) совершают длительные перемещения вместе с кочующими сайгаками, служащими объектом их питания. Волк в Казахстане традиционно служит объектом охотничьего промысла. Но в последние годы, в связи с низкими премиями за отстрел и шкуры животных, организованная добыча волков в республике почти не проводится. В небольшом числе этих зверей добывает местное население. Вследствие недопромысла в последние годы заметно возрос ущерб от волков в частном животноводстве и в охотничьем хозяйстве.

С территории промышленной площадки будут вытеснены некоторые виды животных под воздействием фактора беспокойства, вызванным постоянным присутствием людей, шумом работающих механизмов и передвижением автотранспорта, а также нелегальной охотой. В этом случае главное направление отбора будет идти по линии преобладания популяций мелких животных, которые лучше других способны противостоять отрицательному воздействию благодаря мелким размерам, широкой экологической пластичности, лабильной форме поведения и др.

Сравнив результаты наблюдений с предыдущими периодами наблюдений отмечено, что в летний период 2021-2023 года была заметна динамика к уменьшению видовой состава фауны на месторождении Асар. На месторождении Асар идет интенсивная трансформации рельефа, в результате техногенной нагрузки на экосистемы.

Проливы нефти на территории месторождения, даже незначительные по объёму,



являются факторами вызывающим прямую гибель пресмыкающихся, насекомоядных, млекопитающих и многих видов пернатых, которые заселяют данную территорию. Мелкие разливы нефти привлекают к себе стрекоз и жесткокрылых. Насекомые гибнут, прилипая к поверхности нефтяных пятен и становятся приманкой для мелких пернатых и насекомоядных - ушастых ежей. Мелкие воробьиные и ежи пытаются добыть насекомых сами погибают в загустевшей нефти и становятся приманкой для крупных пернатых хищников, особенно молодых или ослабленных, в свою очередь, таким же образом, погибающих в проливах нефти.

В небольших проливах нефти погибают и черепахи, также становясь приманкой для хищников. Так, в мае 2023 года в пределах границы СЗЗ месторождения Асар была найдено тело земноводного - зелёной жабы *Bufo* (*Pseudepidalea*) из семейства жабы, которая представлена всего одним видом (рис. 2.5), что на территориях Жетыбайской группы месторождений в предыдущие годы (2020-2022 гг), вероятно из-за засухи представители данного вида не были встречены.



Рисунок 2.5- Зелёная жаба *Bufo* (*Pseudepidalea*)

Активность зелёной жабы преимущественно ночная. В отчете 2021 года отмечен в 2-х точках – вблизи столовой месторождения Асар, что связано с концентрацией вокруг временных водоемов с водой, используемых для размножения. Может встречаться по всей территории в местах, где имеются временные водоёмы.

В весенний период (май) 2023 года также, как и в предыдущие периоды наблюдений было отмечено, что в наибольшем количестве обитают по западным предчирковым поднятиям месторождения Асар представители семейства ящерицы - средняя ящурка (*E. Intermedia*), быстрая ящурка (*Eremias velox*), полосатая ящурка (*Eremias scripta*)

В местах расположения технологических объектов основных цехов добычи нефти и газа, а также на территории некоторых групповых установок растительный покров отсутствует и можно увидеть представителей класса пресмыкающихся - степная агама (*Trapelus sanguinolentus*), быстрая ящурка (*Eremias velox*). При пеших маршрутах на территории ГУ была встречена степная агама (рис. 2.6).



Рисунок 2.6 - Степная агама *Trapelus sanguinolentus*

В рассматриваемом районе и на сопредельной территории волк (*Canis lupus*) обычный вид. Весной и летом волки привязаны к месту, где вывелись детеныши, зимой кочуют в пределах охотничьей территории стаи. Молодые особи при расселении способны уходить на значительные расстояния. Небольшая часть волков (одиночки, молодые) совершают длительные перемещения вместе с кочующими сайгаками, служащими объектом их питания.

Волк в Казахстане традиционно служит объектом охотничьего промысла. Но в последние годы, в связи с низкими премиями за отстрел и шкуры животных, организованная добыча волков в республике почти не проводится. В небольшом числе этих зверей добывает местное население. Вследствие недопромысла в последние годы заметно возрос ущерб от волков в частном животноводстве и в охотничьем хозяйстве.

В западной части месторождения Асар в районе чинков и практически не встречаются, на остальной части территории в связи с высоким антропогенным воздействием представители семейства ужеобразных. В предыдущие периоды обследования среднеазиатская черепаха встречалась на западной причинковой равнине с юга и юго-востока месторождения Асар, в летний период (август) 2022 года встречены 2 особи, в весенний период (май 2023 г.)



Рисунок 2.7 - Среднеазиатская черепаха

В мае 2023 года при обследовании на территории вахтового городка, КПП, ЦДНГ-3 на месторождении Асар замечены - сизу голуби (*Columba livia*). Также, при объезде исследуемой территории в осенний (ноябрь, 2022) период и в весенний периоды 2023 года, в частности территории месторождения Асар и Восточный Жетыбай встречаются единичные особи - степного орла (*Aquila garea*) и орлан могильника (*Aquila heliaca*). Численность степного орла не изменилась в сравнении с предыдущими периодами



наблюдений (2016-2018) и составила от 3 до 5 особей на гектар. Данный вид внесён в Красную Книгу Казахстана со статусом 5-й категории.



Рисунок 2.8 - Сизый голубь (*Columba livia*)

Из представителей хищных птиц семейства ястребиных (Accipitridae) на обследованной территории встречается степной орёл (*Aquila garax*), орёл могильник (*Aquila heliaca*). На территории месторождения Жетыбай ранее в 2016 году были встречены курганники (*Buteo rufinus*) – 2 особи. Из семейства соколиных (Falconidae), в районе месторождений Бектурлы, Асар, Восточный Жетыбай, Жетыбай Южный, Жетыбай были в 2018 году встречены от 3 до 5 особей вида обыкновенная пустельга (*Falco tinnunculus*). В период полевого обследования 2018 года из редких пернатых видов наиболее часто встречен степной орёл (*Aquila garax*), его численность не изменилась в сравнении с предыдущим периодом наблюдений и составила от 3 до 5 особей на гектар. Данный вид внесён в Красную Книгу Казахстана со статусом 5-й категории.

Саджа (*Syrhaptes paradoxus*) также внесена в Красную Книгу Казахстана со статусом 4-я категория. Численность вида, сокращается. Возможны встречи в районе месторождений Жетыбайской группы в период сезонных миграций и на зимовке, но в основной список видов настоящего отчёта данный вид не включен.

По результатам исследований, проведённых в мае 2023 г. и наблюдений прошлых лет (2016-2022 гг.), так же по сведениям, полученным из литературных источников, список птиц, встречающихся в районе Жетыбайской группы месторождений составляет – 59 видов. В мае 2023 года перечень видов птиц не претерпел изменений, количество видов птиц осталось на том же уровне.

В Мангистауской области, куда относится территория месторождения Жетыбайской группы, весной 2023 года выпало относительно большое количество осадков, в сравнении с прошлыми годами (2019-2022 гг.), приведшее к хорошему развитию растительного покрова и обусловившее оптимальные условия обитания для растительноядных животных. В том числе, грызунов (Rodentia) и зайцеобразных (Lagomorpha). Во время экспедиции нами было обнаружено большое количество мертвых грызунов (ушастые ежи (*Hemiechinus auritus*) – целых или частично съеденных хищниками, что естественно при их высокой численности.

В период весенней и осенней миграции на территории месторождений могут



встречаться представители редких и исчезающих видов птиц, внесённых в Красную Книгу Казахстана.

К редким и исчезающим видам птиц в исследуемой территории относится - степной орёл (*Aquila nipalensis*), который имеет статус 5-й категории в Красной книге. Кормовые условия для степных орлов благоприятны по всей территории Жетыбайской группы месторождений. Также, встречается беркут (*Aquila chrisaetos*), который может обитать на территории всех месторождений Жетыбайской группы - на чинковых поднятиях, возвышенностях с саксаульниками. Беркут (*Aquila chrisaetos*) ключен в Приложение I "Конвенции о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения", имеет статус 3-й категории. В районе впадины Каракия и на западе территории Асар может встречаться журавль красавка (*Anthropoides virgo*) - статус 5 категория. Численность этого вида восстанавливается. На периферической части Восточного Жетыбая и на южной части территории месторождения Асар может обитать – дрофа (*Otis tarda*) (статус 1 категория), которая находится под угрозой исчезновения. Саджа (*Syrhaptes paradoxus*) - статус 4-я категория. Может гнездится на периферии Восточного Жетыбая и в равнинной местности южной части территории Асар, на полупустынных, глинистых участках. Численность вида сокращается, но в мае 2023 года на камере фотоловушки не был замечен.

Негативное влияние на популяции хищных птиц в исследуемом районе оказывает наличие воздушной линии электропередачи, что являются наиболее опасной для птиц в плане возможности поражения их электрическим током при контактах с опорами ВЛЭ.

Таким образом, в результате проведенных исследований выяснено, что в настоящее время состояние животного мира территории месторождений Жетыбайской группы сравнительно бедное. По итогам зоологических обследований, основную угрозу животным месторождений Жетыбайской группы и всего региона представляет промышленная эксплуатация месторождений, дорожная дигрессия. Наибольшую опасность представляет прокладка несанкционированных автоколей, при движении тяжёлой техники и автотранспорта.

В Мангистауской области, куда относится территория месторождений Жетыбайской группы, весной 2023 года выпало относительно большое количество осадков, в сравнении с прошлыми годами (2019-2022 гг.), приведшее к хорошему развитию растительного покрова и обусловившее оптимальные условия обитания для растительноядных животных. В том числе, грызунов (*Rodentia*) и зайцеобразных (*Lagomorpha*). Во время экспедиции нами было обнаружено большое количество мертвых грызунов (ушастые ежи (*Hemiechinus auritus*) – целых или частично съеденных хищниками, что естественно при их высокой численности.

В районе впадины Каракия и на западе территории Асар может встречаться журавль красавка (*Anthropoides virgo*) - статус 5 категория. Численность этого вида восстанавливается. На периферической части Восточного Жетыбая и на южной части территории месторождения Асар может обитать – дрофа (*Otis tarda*) (статус 1 категория), которая находится под угрозой исчезновения. Саджа (*Syrhaptes paradoxus*) - статус 4-я категория. Может гнездится на периферии Восточного Жетыбая и в равнинной местности южной части территории Асар, на полупустынных, глинистых участках. Численность вида сокращается, но в мае 2023 года на камере фотоловушки не был замечен



Вывод: Животный мир: на значительной части месторождения Асар, в результате их освоения, произошло изменение состояния животного мира. Это выражается в снижении видового разнообразия наземных позвоночных и характера их распределения. Численность большинства видов млекопитающих, птиц и особенно пресмыкающихся снижена на большей части территорий месторождений, сравнительно с показателями численности для естественных пустынных сообществ.

2.4.3 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана

Из числа обитающих в этом регионе Мангистауской области пресмыкающихся в Красную книгу Казахстана внесен единственный вид – четырехполосый полоз – *Elaphe quatuorlineata*. Эта змея имеет довольно широкое распространение. Ее ареал в Казахстане простирается от восточного побережья Каспия до северо-восточного Приаралья и обособлен от основной области распространения. В рассматриваемом районе четырехполосый полоз отмечен на закрепленных и полужакрепленных песках, на глинистых и защебненных равнинах и солончаках. В качестве убежищ использует норы песчанок и сусликов, трещины, промоины почвы, нагромождения камней. Несмотря на широкое распространение, четырехполосый полоз повсеместно редок, имеются лишь единичные находки этого вида. Будучи самой крупной змеей этого региона и обладая крайней агрессивностью при встрече с человеком, ее принимают за ядовитую и уничтожают.

Среди млекопитающих региона также имеются редкие и исчезающие виды: белозубка-малютка, белобрюхий стрелоух, бледный карликовый тушканчик, дикобраз, барханный кот, манул, каракал, перевязка, медоед, джейран, устюртский горный баран (рис. 2.9).



а) Сайгак



б) Устюртский горный баран



в) Пятнистая кошка



г) Каракал

Рисунок 2.9- Представители животного мира Мангистауской области

Длинноиглый ёж. Эндемик региона, редкий вид насекомоядных. Длина тела до 25 см, масса до 750 гр. В помёте до 6 ежат. От других ежей отличается более тёмной окраской игл (до 42 мм) и полосой голой кожи на темени. Оседлый, спящий зимой зверёк, ведёт ночной образ жизни, обитатель пересечённой местности Мангышлака и Устюрта. Питается насекомыми и их личинками.

Кожанок Бобринского. Редкая летучая мышь отряда рукокрылых. Мелкий зверёк, длина тела до 5 см, масса до 20 гр., в помёте всего один детёныш. Обитатель пустынь северного типа, ведёт ночной образ жизни, поселяется в строениях человека. Питается насекомыми.

Перевязка (*Vormela peregusna*). Редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная. В помете до 8 детенышей. Численность колеблется в зависимости от основных объектов ее питания – сусликов и песчанок.

Медоед. Единственный вид рода медоедов в семействе куньих. Длина тела до 75 см, масса до 20 кг. В Казахстане встречается только в Устюртском заповеднике. В помёте 3-4 детёныша. Обитатель равнин. Питается мелкими позвоночными животными, насекомыми (в том числе пчёлами и осами), также медом. Повсеместно редок, включен в Красную книгу СНГ.

Устюртский горный баран. Встречается только в пустынных низкогорьях Устюрта и Мангышлака. Небольшой баран семейства полорогих отряда парнокопытных. Длина тела до 150 см, масса до 80 кг. В помёте один, реже два детёныша. Живёт оседло. Питается травянистыми растениями, листьями и веточками кустарников. В Мангистауской области обитает 5,5-6,5 тыс. голов (это примерно 80% его численности). Остальное поголовье приходится на соседние территории Туркмении и Узбекистана. Внесен в Приложение 2 "Конвенции о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения". Охраняется в Устюртском заповеднике, Актау-Бузачинском и Карагие-Каракольском заказниках.

Джейран. Изящная пустынная газель. В пределах Мангистауской области насчитывается более половины всего поголовья джейрана в Казахстане (20-25 тыс. особей). Местами обитания джейранов являются закрепленные бугристые пески, щебенистые и глинистые пустыни, пересеченные сухими руслами, покрытые зарослями саксаула, жужгуна, боялыча, терескенв. Основное требование к местам обитания – наличие водопоев, минимальный снежный покров зимой и хорошие защитные свойства местности.

Туркменский кулан. (Онагр) ранее был многочисленен в регионе, но изменение климата и массовые охоты привели к его полному исчезновению повсеместно в Казахстане. Государственная программа восстановления кулана в Казахстане была начата с 1955 г. Первая группа куланов была привезена из Туркмении и выпущена на остров Барсакельмес в Аральском море. Спустя 25 лет уже с острова Барсакельмес продолжилось дальнейшее расселение куланов по Казахстану. В Мангистаускую область его привезли в 1991 г. Группа в 35 голов была выпущена в Актау-Бузачинском заказнике. Куланы хорошо прижились и расселились по территории заказника и прилегающих районов. В настоящее время насчитывается уже около 100 куланов. Наиболее представительными являются дикие кошки: каракал, пятнистая кошка, барханный кот и манул.

Каракал. Один из редких видов кошек, занесенный в Красную Книгу Казахстана и Международного Союза Охраны Природы (IUCN). Численность каракала зависит от основных объектов питания – зайца песчаника, желтого суслика и большой песчанки.



Охраняется в Устюртском заповеднике, Актау-Бузачинском и Карагие-Каракольском заказниках.

Пятнистая кошка. Довольно обычна и часто встречается на территории.

Барханный кот. Встречается, в основном, в песчаных районах, а *Манул* – в горных обрывах. Оба этих вида, как и каракал, занесены в Красную Книгу Казахстана.

Ниже приводятся сведения по редким и исчезающим видам пернатых, которых можно увидеть в районе проектируемых работ в период миграций (Красная Книга Казахстана).



Рисунок 2.10- Розовый пеликан

Розовый пеликан – *Pelecanus onochrotalus*. Перелетная птица, встречается с апреля по октябрь. Редкий, быстро исчезающий вид.

Кудрявый пеликан – *Pelecanus crispus*. Перелетная птица, встречающаяся с апреля по октябрь. Редкий, исчезающий вид.

Желтая цапля – *Ardeola ralloides*. Редкая, перелетная птица. Встречается на пролете в апреле и сентябре.

Малая белая цапля – *Egretta garzetta*. Редкая, перелетная птица отряда аистообразных. Встречается с апреля по октябрь.

Фламинго – *Phoenicopterus roseus*. Редкий, с сокращающейся численностью вид. Встречается только на пролете.



Рисунок 2.11 Лебедь-кликун

Лебедь-кликун – *Cygnus cygnus*. Редкая с сокращающейся численностью птица. В рассматриваемом районе встречается на пролете с марта по ноябрь.

Малый лебедь – *Cygnus bewickii*. Редкая, перелетная птица. Встречается на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Журавль-красавка – *Anthropoides virgo*. В последние годы отмечается восстановление численности этого вида. Встречается в регионе с апреля по сентябрь.

Серый журавль – *Grus grus*. Численность этого вида повсеместно резко сокращается. В рассматриваемом регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Султанка – *Porphyrio porphyrio*. Редкий, малочисленный вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе в апреле и августе.

Дрофа – *Otis tarda*. Редкий, находящийся под угрозой исчезновения вид отряда журавлеобразных. Принадлежит к числу самых крупных птиц Казахстана. В рассматриваемом регионе встречается на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Стрепет – *Otis tetrax*. Вид с восстанавливающейся численностью. На пролете относительно многочислен.

Джек или дрофа-красотка – *Chlamydotis undulata*. Редкий вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе весной в апреле и осенью – в августе-сентябре.

Кречетка – *Chettusia gregaria*. Редкая, исчезающая птица. Ее ареал почти целиком расположен в Казахстане. В рассматриваемом регионе возможно обнаружение во время сезонных миграций в апреле и августе-сентябре.

Змееяд – *Circaetus gallicus*. Редкая, перелетная птица. В регионе встречается только на пролете в апреле и сентябре.



Рисунок 2.12- Степной орел

Степной орел – *Aquila rapax*. Перелетная птица. В рассматриваемом районе встречается с апреля по ноябрь. В небольшом числе гнездится.

Могильник – *Aquila heliaca*. Повсеместно редкий вид. Относится к числу перелетных птиц. В регионе встречается с марта по ноябрь.

Беркут – *Aquila chrysaetus*. Крупная птица отряда соколообразных. В Казахстане традиционно используется как ловчая птица. В регионе встречается на пролете и кочевках в марте-апреле и октябре-ноябре.

Орлан-белохвост – *haliaeetus albicilla*. В регионе может встречаться в течение всего года.

Балобан – *Falco cherrug*. Перелетная птица. Пользуется большим спросом в странах Ближнего Востока как ловчая птица. В связи с чем отмечается браконьерский отлов этого вида на территории Казахстана. В регионе встречается на пролете весной и осенью.

Филин – *Bubo bubo*. Самая крупная птица отряда совообразных. В регионе оседлый вид. Численность повсеместно низкая.

Саджа – *Syrrhaptus paradoxus*. Редкая, перелетная птица отряда голубеобразных. В регионе встречается с апреля по октябрь.

Толстоклювый зуек – *Charadrius leschenaultii*. Распространен широко, но немногочислен. На сопредельной с рассматриваемым районом территории проходит



северная граница гнездового ареала этого вида. Возможно обнаружение залетных особей с марта по июль.

Млекопитающие

Пегий нутрак – *Diplomesodon pulchellum*. Повсеместно редкий зверек. Образ жизни в Казахстане не изучен.

Перевязка – *Vormela peregusna*. В рассматриваемом районе редкий зверек семейства куньих. Сведения о жизни перевязки очень скудны.

2.5 Радиационная обстановка в районе работ

В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг на месторождениях АО «Мангистаумунайгаз» предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров.

Целью радиационного контроля (мониторинга) является выявление тех операций или рабочих мест, где может иметь место периодическое облучение радиоактивными веществами, а также выявление тех мест, где эти вещества скапливаются в количествах, способных превысить допустимые для персонала дозы облучения.

Радиационный контроль является одной из важнейших составных частей комплекса мер по обеспечению радиационной безопасности. Задачей радиационного мониторинга являются охрана здоровья населения от вредного воздействия техногенных и природных источников ионизирующего излучения и защита окружающей среды от радиоактивного загрязнения.

Радиационный мониторинг предусматривает контроль соблюдения норм радиационной безопасности, а также получение необходимой информации о состоянии радиационной обстановки на предприятии, в окружающей среде. Данный отчет выполнен на основании результатов анализа радиологического обследования на контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз».

Основными задачами производственного радиационного контроля являются:

- организация и ведение систематических наблюдений за состоянием компонентов окружающей среды в местах размещения площадок производств;
- своевременное выявление негативных явлений;
- разработка мероприятий по устранению факторов воздействия;
- сбор, обработка и хранение данных о состоянии компонентов окружающей среды;
- оценка состояния окружающей среды.

Зона влияния загрязняющих веществ от источников не распространяется за пределы принятого нормативного размера санитарно-защитной зоны -1000 м. по всем направлениям для самого месторождения. Зафиксированные концентрации загрязняющих веществ на источниках выброса не превышали предельно-допустимые, концентрации на границе СЗЗ.

Месторождение Асар – 36 точек:

- граница СЗЗ по периметру – 12 точки;
- территория ЦДНГ-3 – 12 точки;
- пруд испаритель ГУ-Асар – 12 точки.



Радиационный мониторинг на контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз» проводился в соответствии с программой радиационного мониторинга на 2021-2024гг. и включал определение следующих показателей:

- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения
- эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) радона и торона в воздухе рабочих и производственных помещений;
- гамма – спектрометрическое определение удельной активности естественных радионуклидов в пробах почвы.

Все инструментальные измерения проводились специалистами ТОО «НИИ «Батысэкопроект». Лабораторные испытания были выполнены в Испытательной лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект».

Результаты испытания почвы на границе СЗЗ по месторождению Асар По проведенным испытаниям почвы максимальное значение эффективной удельной активности составляет $78,3 \pm 36,1$ Бк/кг.

Результаты испытания почвы на территории ЦДНГ-3 по месторождению Асар

По проведенным испытаниям почвы максимальное значение эффективной удельной активности составляет $167,0 \pm 25,1$ Бк/кг.

Результаты испытания почвы на пруд испаритель ГУ-Асар По проведенным испытаниям почвы максимальное значение эффективной удельной активности составляет $91,3 \pm 35,4$ Бк/кг.

Объекты радиационного мониторинга определены в соответствии с программой производственного экологического контроля. Измерения в 2023 году осуществляются сторонней организацией аккредитованной лабораторией (аттестат аккредитации ТОО "НИИ "Батысэкопроект" № KZ.T. 05.0903 от 07.08.2020 г. дейст. до 07.08.2025 г.).

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения составляет от 0,06 – 1,84 мкЗв/час. Эквивалентная равновесная объемная активность радона в воздухе зоны дыхания составляет <20 Бк/м³, торона <10 Бк/м³. Данные значения находятся в пределах установленных норм Гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 02.08. 2022 г. № ҚР ДСМ-71.

Согласно радиационному мониторингу за 3-й квартал 2023 года превышения эффективных доз радиационной безопасности не установлено. На основе полученных данных устанавливается – наиболее вероятные ожидаемые дозы на участках технологического оборудования с максимальным загрязнением отвечают средним дозам, получаемым персоналом на территории Мангистауской области, с учетом выполнения требований по радиационной безопасности на месторождении и не на постоянном рабочем месте.

В связи с риском возникновения повышенного гамма – излучения на объектах нефтегазового комплекса необходимо:

- 1) Разработка и осуществление мероприятий по информированию работников о радиационной безопасности и защите, видах радиационного излучения и дозиметрическом контроле;
- 2) Ежеквартальный мониторинг радиационного излучения.



Вывод: На территории проектируемых работ ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основным проектным документом на разработку месторождения Асар является «Проект разработки месторождения Асар», согласованный ЦКРР при МЭ РК в 2019 г. (Протокол 10/7 от 31.05.2019 г.) и получившее положительное заключение государственной экологической экспертизы № KZ12VCY00137123 от 23.11.2018 г.

На основании утвержденного пересчета запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2023г. (протокол ГКЗ РК № 2630-23-У от 20.12.2023г.) подготовлен проект разработки месторождения с целью совершенствования и обоснования рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар. Цель работы - выбор и обоснование наиболее эффективного варианта эксплуатации объекта на период разработки месторождения.

3.1 Технологические и технико-экономические показатели вариантов разработки

3.1.1 Технологические показатели вариантов разработки

В соответствие с динамикой разбуривания, с учетом плана расположения скважин, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых предельных толщин размещения скважин были рассчитаны технологические показатели возможных вариантов разработки месторождения.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 4 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **третий вариант** разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант. В качестве базового варианта, согласно утвержденного Проекта разработки 2019 г., рассмотрен вариант продолжения реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар, с реализацией площадной обращенной девятиточечной системы разработки и плотностью сетки 400х400 м на всех основных объектах разработки. Предусмотрен ввод из бурения **51 скважин**, в т.ч. 34 добывающие вертикальные, 8 добывающие горизонтальные и 9 нагнетательные скважин, которые рассмотрены для бурения на основных объектах разработки. В работе предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

Вариант 2. Предусматривает разбуривание 11 выделенных основных объектов, эксплуатаций с темпом ввода от минимального количества 9 скв/год до максимального – 19 скв/год, причем период стабильного темпа разбуривания составляет 6 лет (2024-2029 гг.). На основных объектах разработки реализуется, преимущественно, площадная обращенная девятиточечная система разработки, с плотностью сетки 16 га/скв с учетом сложившегося фактического размещения существующих скважин. В рассматриваемом варианте предусмотрено бурение всего **92 скважин**, из которых: 76 добывающие вертикальные



(ВНС) и 16 нагнетательные. Разбуривание сетки скважин, преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах также учитываются переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах.

Вариант 3 - рекомендуемый. Включает все положения второго варианта, при этом в русловых зонах объектов с высоким скоплением остаточных извлекаемых запасов нефти предусмотрено бурение 5 скважин с горизонтальным окончанием ствола. Всего рассмотрено для бурения **92 скважин**, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные, 5 – горизонтальные и 16 нагнетательные. Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Вариант 4. В данном варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3. Рассмотрено уплотнение сетки скважин с оптимизацией количества проектных скважино-точек за счет дополнительного бурения трех горизонтальных скважин. Рекомендуется пробурить **115 скважин**, в том числе вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 ед., которые предусмотрены на основные объекты разработки. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. Предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Сводные данные по бурению скважин по вариантам представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1- Сводные данные по бурению скважин по вариантам

Объекты		Варианты										
		I			II		III			IV		
		доб		нагн	доб	нагн	доб		нагн	доб		нагн
		ВНС	ГС		ВНС		ВНС	ГС		ВНС	ГС	
по новой структуре		ВНС	ГС	нагн	ВНС	нагн	ВНС	ГС	нагн	ВНС	ГС	нагн
1	Ю-IVBB, 1 блок	6			6		3			7	1	
2	Ю- VIAB, 1 блок	2	1	1	4	1	5	1	1	7	1	2
3	Ю-IXБ, 1 блок	3			8		7	1		5		1
4	Ю- ХАА', 1 блок	1			5		5			8		2
5	Ю-ХБ, 1+2 блок	1			4		4			11		
6	Ю-XI, 1+2 блок	3		1	7	1	7		1	10		1
7	Ю-IIIБ, 2 блок	1	3		1	4	1	1	4	4	1	4
8	Ю-IVБ, 2 блок	2		1	2	1	2		1	7		1
9	Ю-IXБ, 2 блок	10	2	6	24	7	22	2	7	18	2	6
10	Ю-IXБЗ, 2 блок	2			2		2			2		
11	Ю-ХА1, 1+2 блок	3	2		13	2	13		2	7	3	4
ИТОГО		34	8	9	76	16	71	5	16	86	8	21
		51			92		92			115		

Основные технологические показатели разработки месторождения Асар по рекомендуемому варианту 3 представлены в таблице 3.2. Характеристика фонда скважин по месторождению по рекомендуемому варианту 3 представлена в таблице 3.3.



Таблица 3.2- Основные технологические показатели разработки по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, %	Годовая добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих							Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	346,6	2,1	3,8	7491,8	49,3	14,6	1081,5	16585,9	68,0	1603	26155	137	32	603
2025	379,9	2,3	4,3	7871,7	51,8	15,4	1124,0	17709,9	66,2	1592	27747	130	35	639
2026	428,9	2,6	5,1	8300,6	54,6	16,2	1242,8	18952,7	65,5	1690	29438	124	39	678
2027	460,4	2,8	5,8	8761,0	57,6	17,1	1332,7	20285,4	65,5	1734	31172	119	42	720
2028	473,8	2,9	6,3	9234,8	60,8	18,0	1379,0	21664,4	65,6	1746	32918	116	43	762
2029	479,2	3,0	6,8	9714,0	63,9	19,0	1405,6	23070,0	65,9	1722	34640	112	43	806
2030	456,3	2,8	7,0	10170,3	66,9	19,9	1436,7	24506,7	68,2	1701	36341	109	41	847
2031	434,1	2,7	7,2	10604,4	69,8	20,7	1348,4	25855,1	67,8	1558	37899	107	39	886
2032	416,1	2,6	7,4	11020,5	72,5	21,5	1346,7	27201,8	69,1	1511	39410	104	38	924
2033	415,0	2,6	8,0	11435,5	75,2	22,3	1271,2	28473,0	67,4	1413	40823	102	37	962
2034	398,0	2,5	8,3	11833,5	77,9	23,1	1236,8	29709,8	67,8	1355	42178	101	36	998
2035	378,2	2,3	8,6	12211,7	80,4	23,8	1267,4	30977,2	70,2	1351	43529	99	34	1032
2036	358,3	2,2	8,9	12570,0	82,7	24,5	1249,2	32226,4	71,3	1307	44836	98	32	1064
2037	337,6	2,1	9,2	12907,6	84,9	25,2	1219,4	33445,8	72,3	1257	46093	97	30	1095
2038	317,8	2,0	9,6	13225,4	87,0	25,8	1215,4	34661,2	73,9	1233	47326	96	29	1123
2039	297,6	1,8	9,9	13523,0	89,0	26,4	1153,2	35814,4	74,2	1159	48485	95	27	1150
2040	269,1	1,7	9,9	13792,1	90,7	26,9	1056,3	36870,7	74,5	1046	49530	94	24	1174
2041	235,7	1,5	9,6	14027,8	92,3	27,4	917,7	37788,4	74,3	886	50416	92	21	1195
2042	220,2	1,4	10,0	14248,0	93,7	27,8	883,7	38672,1	75,1	848	51265	91	20	1215
2043	204,9	1,3	10,3	14452,9	95,1	28,2	864,7	39536,8	76,3	821	52086	91	18	1233
2044	187,3	1,2	10,5	14640,2	96,3	28,6	835,5	40372,3	77,6	783	52869	90	17	1250
2045	171,0	1,1	10,7	14811,2	97,5	28,9	789,3	41161,6	78,3	731	53600	90	15	1265
2046	149,9	0,9	10,5	14961,1	98,4	29,2	781,8	41943,4	80,8	708	54308	89	13	1279
2047	138,6	0,9	10,9	15099,7	99,4	29,5	760,5	42703,9	81,8	681	54989	88	12	1291
2048	126,5	0,8	11,1	15226,2	100,2	29,7	749,7	43453,6	83,1	662	55650	87	11	1302
2049	110,2	0,7	10,9	15336,4	100,9	29,9	709,3	44162,9	84,5	615	56266	86	10	1312
2050	97,2	0,6	10,8	15433,6	101,6	30,1	706,3	44869,2	86,2	603	56868	86	9	1321
2051	82,0	0,5	10,2	15515,6	102,1	30,3	540,1	45409,3	84,8	524	57393	97	7	1328
2052	74,5	0,5	10,4	15590,1	102,6	30,4	511,9	45921,2	85,4	494	57887	96	7	1335
2053	67,6	0,4	10,5	15657,7	103,0	30,6	494,7	46415,9	86,3	473	58360	96	6	1341
2054	61,1	0,4	10,6	15718,8	103,4	30,7	475,7	46891,6	87,2	451	58811	96	6	1347
2055	54,9	0,3	10,6	15773,7	103,8	30,8	401,0	47292,6	86,3	362	59173	91	5	1351
2056	50,0	0,3	10,8	15823,7	104,1	30,9	390,2	47682,8	87,2	348	59521	90	5	1356



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2057	45,2	0,3	11,0	15868,9	104,4	31,0	377,9	48060,7	88,0	334	59855	89	4	1360
2058	41,4	0,3	11,3	15910,3	104,7	31,1	374,8	48435,5	89,0	329	60184	89	4	1363
2059	37,1	0,2	11,4	15947,4	104,9	31,1	351,9	48787,4	89,5	308	60492	89	3	1367
2060	33,4	0,2	11,6	15980,8	105,2	31,2	347,2	49134,6	90,4	301	60794	89	3	1369
2061	29,9	0,2	11,8	16010,7	105,3	31,3	337,8	49472,4	91,1	293	61086	89	3	1372
2062	24,4	0,2	10,9	16035,1	105,5	31,3	300,9	49773,3	91,9	257	61343	88	2	1374
2063	21,4	0,1	10,7	16056,5	105,6	31,4	310,2	50083,5	93,1	263	61606	88	2	1376
2064	18,0	0,1	10,1	16074,5	105,8	31,4	282,3	50365,8	93,6	230	61836	85	2	1378
2065	15,4	0,1	9,6	16089,9	105,9	31,4	287,2	50653,0	94,6	233	62069	85	1	1379
2066	12,9	0,1	8,9	16102,8	106,0	31,4	273,9	50926,9	95,3	222	62290	85	1	1380
2067	10,5	0,1	8,0	16113,3	106,0	31,5	283,1	51210,0	96,3	227	62517	85	1	1381
2068	9,6	0,1	7,9	16122,9	106,1	31,5	244,5	51454,5	96,1	190	62708	82	1	1382
2069	8,9	0,1	8,0	16131,8	106,1	31,5	246,6	51701,1	96,4	192	62899	82	1	1383
2070	8,2	0,1	8,0	16140,0	106,2	31,5	235,0	51936,1	96,5	183	63082	82	1	1383
2071	7,8	0,0	8,2	16147,8	106,2	31,5	243,9	52180,0	96,8	189	63271	82	1	1384
2072	7,2	0,0	8,3	16155,0	106,3	31,5	245,8	52425,8	97,1	190	63461	82	0	1384
2073	6,6	0,0	8,3	16161,6	106,3	31,6	243,7	52669,5	97,3	188	63649	82	0	1384
2074	6,2	0,0	8,5	16167,8	106,4	31,6	246,6	52916,1	97,5	190	63840	82	0	1385
2075	5,8	0,0	8,7	16173,6	106,4	31,6	242,4	53158,5	97,6	187	64027	82	0	1385
2076	5,5	0,0	9,0	16179,1	106,5	31,6	244,7	53403,2	97,8	189	64215	82	0	1385
2077	5,0	0,0	9,0	16184,1	106,5	31,6	235,1	53638,3	97,9	182	64397	82	0	1386
2078	4,6	0,0	9,1	16188,7	106,5	31,6	246,0	53884,3	98,1	189	64586	82	0	1386
2079	4,3	0,0	9,4	16193,0	106,5	31,6	240,6	54124,9	98,2	185	64772	82	0	1386
2080	4,1	0,0	9,9	16197,1	106,6	31,6	244,0	54368,9	98,3	188	64959	82	0	1386
2081	3,9	0,0	10,4	16201,0	106,6	31,6	243,5	54612,4	98,4	187	65147	82	0	1386
2082	3,5	0,0	10,4	16204,5	106,6	31,6	241,6	54854,0	98,6	186	65332	82	0	1387
2083	3,3	0,0	11,0	16207,8	106,6	31,6	235,6	55089,6	98,6	181	65513	82	0	1387
2084	3,0	0,0	11,2	16210,8	106,7	31,7	238,9	55328,5	98,7	184	65697	82	0	1387
2085	2,8	0,0	11,8	16213,6	106,7	31,7	233,7	55562,2	98,8	180	65877	82	0	1387
2086	2,3	0,0	11,0	16215,9	106,7	31,7	233,3	55795,5	99,0	177	66054	81	0	1387
2087	2,4	0,0	12,8	16218,3	106,7	31,7	231,3	56026,8	99,0	176	66230	81	0	1387
2088	2,3	0,0	14,1	16220,6	106,7	31,7	230,6	56257,4	99,0	176	66406	81	0	1387
2089	2,1	0,0	15,0	16222,7	106,7	31,7	231,3	56488,7	99,1	176	66582	81	0	1388
2090	2,0	0,0	16,8	16224,7	106,8	31,7	225,4	56714,1	99,1	172	66754	81	0	1388
2091	1,9	0,0	19,2	16226,6	106,8	31,7	228,9	56943,0	99,2	174	66928	81	0	1388
2092	1,8	0,0	22,5	16228,4	106,8	31,7	227,5	57170,5	99,2	173	67101	81	0	1388
2093	1,8	0,0	29,0	16230,2	106,8	31,7	231,6	57402,1	99,2	176	67277	81	0	1388
2094	1,7	0,0	38,6	16231,9	106,8	31,7	229,5	57631,6	99,3	175	67451	81	0	1388
2095	1,4	0,0	51,9	16233,3	106,8	31,7	237,9	57869,5	99,4	180	67632	81	0	1388
2096	1,3	0,0	100,0	16234,6	106,8	31,7	229,1	58098,6	99,4	174	67806	81	0	1388



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Таблица 3.3- Характеристика фонда скважин по месторождению. Рекомендуемый вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения				Ввод скважин из др. объектов	Вывод из б/д	Фонд скважин с начала разработки	Перевод под нагнетания б/д экспл. фонда	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие экспл. фонда		Выбытие нагн. фонда		Экспл. фонд скважин на конец года		Нагн. фонд скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут
	Все го	добы- ваю щих верт	добы- ваю щих ГС	нагнетательных						все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	все го	в т.ч. действующие	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м³ в сут ки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2024	10	4	0	6	5	4	377	0	1138,9	10	4	8	2	191	161	83	64	6,4	19,9	0,6	88
2025	19	14	2	3	8	3	396	0	1176,4	5	4	6	0	202	176	80	67	6,6	19,6	0,6	79
2026	20	17	1	2	10	1	416	0	1218,0	5	1	4	1	215	194	78	68	6,8	19,8	0,6	82
2027	19	16	1	2	8	0	435	0	1256,4	4	4	4	1	228	207	76	69	6,8	19,7	0,6	83
2028	15	12	1	2	12	0	450	0	1288,5	5	2	3	2	236	218	75	69	6,7	19,5	0,6	83
2029	9	8	0	1	10	0	459	0	1306,7	6	5	3	2	238	221	73	68	6,7	19,7	0,6	82
2030	0	0	0	0	7	0	459	0	1306,7	10	0	3	1	228	221	70	67	6,4	20,1	0,6	81
2031	0	0	0	0	9	0	459	0	1306,7	5	4	2	4	223	217	68	63	6,3	19,5	0,6	80
2032	0	0	0	0	7	0	459	0	1306,7	11	6	3	1	212	211	65	62	6,2	20,2	0,6	80
2033	0	0	0	0	8	0	459	0	1306,7	5	4	3	1	207	207	62	61	6,4	19,7	0,6	76
2034	0	0	0	0	4	0	459	0	1306,7	7	6	2	2	200	201	60	59	6,3	19,7	0,6	75
2035	0	0	0	0	3	0	459	0	1306,7	10	7	3	1	190	194	57	58	6,2	20,8	0,6	76
2036	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	11	2	2	0	179	192	55	58	6,0	20,8	0,5	74
2037	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	10	2	1	2	169	190	54	56	5,7	20,6	0,5	74
2038	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	7	6	1	2	162	184	53	54	5,5	21,0	0,5	75
2039	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	12	1	1	157	172	52	53	5,4	21,0	0,5	72
2040	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	8	6	2	1	149	166	50	52	5,2	20,4	0,5	66
2041	0	0	0	0	2	0	459	0	1306,7	8	20	1	5	141	146	49	47	5,0	19,3	0,4	63
2042	0	0	0	0	1	0	459	0	1306,7	5	4	2	1	136	142	47	46	5,1	20,4	0,5	61
2043	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	3	1	2	131	139	46	44	4,9	20,6	0,4	62
2044	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	5	0	3	128	134	46	41	4,6	20,5	0,4	64
2045	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	5	1	2	124	129	45	39	4,4	20,2	0,4	63
2046	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	3	1	0	121	126	44	39	4,0	20,7	0,4	61
2047	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	1	119	124	43	38	3,8	20,6	0,3	61
2048	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	4	1	1	115	120	42	37	3,5	20,9	0,3	61
2049	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	3	2	0	112	117	40	37	3,2	20,5	0,3	56
2050	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	4	1	3	109	113	39	34	2,9	20,9	0,3	61
2051	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	11	2	6	105	102	37	28	2,6	17,1	0,2	65
2052	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	3	2	1	104	99	35	27	2,7	18,3	0,2	64
2053	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	5	2	2	0	99	97	33	27	2,6	19,3	0,2	61
2054	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	1	97	95	32	26	2,4	19,0	0,2	61
2055	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	4	10	1	4	93	85	31	22	2,4	17,3	0,2	59
2056	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	3	1	1	92	82	30	21	2,4	18,7	0,2	60
2057	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	0	1	0	89	82	29	21	2,2	18,6	0,2	58
2058	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	2	1	2	87	80	28	19	2,1	18,7	0,2	64
2059	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	0	1	0	84	80	27	19	1,9	17,9	0,2	60



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2060	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	3	2	0	1	81	78	27	18	1,7	17,9	0,1	63
2061	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	1	0	0	81	77	27	18	1,7	19,5	0,2	61
2062	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	5	1	1	80	72	26	17	1,4	16,8	0,1	57
2063	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	0	1	0	78	72	25	17	1,3	18,2	0,1	58
2064	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	1,1	16,6	0,1	51
2065	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	0,9	16,9	0,1	52
2066	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	78	72	25	17	0,8	16,1	0,1	49
2067	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	1	0	77	72	24	17	0,6	16,6	0,1	51
2068	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	-1	0	77	72	25	17	0,6	14,4	0,0	42
2069	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	14,5	0,0	43
2070	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	13,8	0,0	41
2071	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	77	72	25	17	0,5	14,3	0,0	42
2072	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	2	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,4	0,0	42
2073	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,3	0,0	42
2074	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	75	72	25	17	0,4	14,5	0,0	42
2075	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	0	0	74	72	25	17	0,3	14,2	0,0	42
2076	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	74	72	25	17	0,3	14,4	0,0	42
2077	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	1	0	0	0	73	72	25	17	0,3	13,8	0,0	40
2078	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,3	14,4	0,0	42
2079	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,3	14,1	0,0	41
2080	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,3	0,0	42
2081	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,3	0,0	42
2082	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,2	0,0	41
2083	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	13,8	0,0	40
2084	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	14,0	0,0	41
2085	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	72	25	17	0,2	13,7	0,0	40
2086	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	1	0	1	73	71	25	16	0,1	14,0	0,0	42
2087	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2088	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2089	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,8	0,0	42
2090	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,5	0,0	41
2091	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42
2092	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,6	0,0	41
2093	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,9	0,0	42
2094	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42
2095	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	14,2	0,0	43
2096	0	0	0	0	0	0	459	0	1306,7	0	0	0	0	73	71	25	16	0,1	13,7	0,0	42



3.1.2 Технико-экономический анализ вариантов разработки

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

Проектный срок по всем вариантам разработки месторождения составляет 73 лет, с 2024 по 2096 гг.

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя.

Сравнительный анализ технико-технологических показателей за проектный период по вариантам разработки представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4- Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Проектный срок	годы	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096
2	Количество лет проектного срока	лет	73	73	73	73
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	89 623	107 898	42 594	56 201
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	5 077	9 124	9 089	8 577
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	445	459	816	867
6	Объем закачки воды	тыс. тонн	108 088	104 410	43 253	58 234
7	Бурение новых скважин:	единиц	51	92	92	115
7.1	вертикальные	единиц	34	76	71	86
7.2	горизонтальные	единиц	8	0	5	8
7.3	водонагнетательные	единиц	9	16	16	21
8	КИН	д.е.	23,29	31,77	31,70	30,700

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

При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен только по второму, третьему и четвертому вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Асар проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по всем рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 3.5.

Проведенные экономические расчеты показали эффективность *третьего варианта* по экономическим и технологическим характеристикам.

Таблица 3.5- Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Проектный период	годы	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.тонн	89 623	107 898	42 594	56 201
Проектный уровень добычи нефти	тыс.тонн	5 077	9 124	9 089	8 577
Проектный уровень добычи попутного газа	млн.м3	445	459	816	867
Проектный уровень закачки воды	тыс.тонн	108 088	104 410	43 253	58 234
Коэффициент извлечения нефти за проектный период	д.е.	23,29	31,77	31,70	30,700



3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам			
		1	2	3	4
Рентабельный период	годы	отсутствует	2024 - 2043	2024 - 2048	2024 - 2050
Добыча жидкости	тыс.тонн	15 504	27 960	27 949	33 572
Добыча нефти	тыс.тонн	7 145	6 400	8 081	7 870
Добыча попутного газа	млн.м3	572	352	730	781
Закачка воды	тыс.тонн	24 553	31 735	31 098	36 606
Экономически обоснованный КИН	д.е.	13,6	26,4	29,7	29,3
Ввод новых скважин из бурения	сквж	51	92	92	115
Вертикальные	сквж	34	76	71	86
Горизонтальные	сквж	8	0	5	8
Водонагнетательные	сквж	9	16	16	21
Суммарная выручка от реализации	млн. \$	114,4	2 458,5	3 216,8	3 155,3
Капитальные затраты, (без НДС)	млн. \$	14,9	100,7	106,6	136,1
в строительство скважин	млн. \$	12,2	79,3	85,6	110,2
в нефтепромысловое строительство	млн. \$	2,7	21,4	21,0	25,9
Эксплуатационные затраты с уч. амортизации	млн. \$	112,8	2 246,4	2 773,6	2 785,8
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. \$	106,3	2 127,6	2 615,3	2 595,9
Операционный доход	млн. \$	1,6	212,1	443,2	369,5
Чистая прибыль	млн. \$	1,6	178,7	357,9	298,7
Полная себестоимость 1 тонны нефти	\$/тонна	304,61	350,97	343,18	353,91
Полная себестоимость 1 барреля нефти	\$/бнэ	42,13	48,54	47,47	48,95
Удельные КВЛ на 1 тонну нефти	\$/тонна	40,19	15,73	13,19	17,30
Удельные КВЛ на 1 баррель нефти	\$/бнэ	5,56	2,18	1,82	2,39
Удельные КВЛ на 1 тонну УВ	\$/тонна	0,52	2,97	3,01	3,41
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	\$/тонна	287,25	332,46	323,63	329,83
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	\$/бнэ	39,73	45,98	44,76	45,62
Чистые недисконтированные поступления					
- до налогообложения	млн. \$	32,4	1 055,3	1 547,1	1 454,7
- после налогообложения	млн. \$	-6,9	196,8	409,7	352,5
- поступления Государству	млн. \$	39,2	858,4	1 137,4	1 102,2
Чистые дисконтированные поступл/я, NPV					
- до налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	32,4	565,4	733,1	676,0
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	32,4	460,1	576,3	531,0
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	32,4	394,0	481,8	444,3
- после налогообложения					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	-6,9	89,1	166,9	132,4
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	-6,9	65,6	120,0	91,7
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	-6,9	50,9	92,0	67,8
- в бюджет Государства					
при ставке дисконта в 8,14%	млн. \$	39,2	476,3	566,2	543,6
при ставке дисконта в 11,5%	млн. \$	39,2	394,5	456,3	439,3
при ставке дисконта в 14,34%	млн. \$	39,2	343,0	389,8	376,5
Индекс доходности, PI					
при 0% дисконта	ед.	0,5	3,0	4,8	3,6
при ставке дисконта в 8,14%	ед.	0,5	2,1	2,9	2,2
при ставке дисконта в 11,5%	ед.	0,5	1,8	2,45	1,9
при ставке дисконта в 14,34%	ед.	0,5	1,7	2,18	1,7



ВЫВОДЫ

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по третьему варианту экономические показатели оказались лучше, чем по сравнению с другими альтернативными вариантами разработки месторождения Асар. По третьему варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

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



4. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

4.1 Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. эксплуатационный фонд месторождения Асар составляет 197 скважин, в том числе действующих – 157, в бездействии – 40. К нагнетательному эксплуатационному фонду относятся 85 скважин, в том числе к действующему 60, бездействующему 24 и в освоении 1 скважина №238.

Основными причинами бездействия добывающих скважин являются: геологическая – обводнение, техническая – дефект эксплуатационной колонны. Основными причинами бездействия нагнетательных скважин является: техническая – дефект эксплуатационной колонны и авария с ПО.

Фонтанным способом эксплуатируется две скважины. Фонтанная скважина №493 эксплуатируется средним дебитом жидкости 13,33 т/сут, нефти - 2,08 т/сут и обводненностью продукции 82%. Скважина №763 находится в простое с 12.12.2023г. на капитальном ремонте с целью возврата на другой горизонт.

Добывающие скважины в основном эксплуатируются механизированным способом - установками плунжерного штангового насоса (УПШН).

Работа скважин характеризуется средними дебитами жидкости 17,4 м³/сут, нефти 6,74 т/сут. Обводнённость продукции в среднем составляет 46 %.

4.2 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

При составлении данного раздела проекта разработки месторождения Асар использовались геолого-промысловые данные, полученные в процессе реализации предыдущего проектного документа, результаты опытно-промышленных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

С начала разработки месторождения ограниченные возможности пластовой энергии, значительный фонд малodeбитных скважин, проблемы подъема и промыслового сбора высокопарафинистых застывающих нефтей требовали решения сложных задач выбора и организации внедрения рациональных способов механизированной добычи.

Механизированный способ добычи нефти реализуется, в основном двумя видами:

- газлифтный (бескомпрессорный и компрессорный);
- насосный (установки плунжерных штанговых глубинных насосов (УПШН), электроцентробежных насосов (УЭЦН), винтовых штанговых насосов (УВШН) и др.).

Рассматривая различные способы эксплуатации, можно сделать следующие выводы:

- На данный период разработки скважины целесообразно эксплуатировать механизированным способом добычи нефти, добывные возможности которого обеспечивают проектные уровни добычи нефти.
- Результаты расчетов показали, что фонтанные скважины, с учетом падения пластового давления и увеличения обводненности, планомерно, переводятся на механизированный способ добычи.
- На период фонтанирования условиям эксплуатации удовлетворяют насосно-компрессорные трубы условным диаметром 73 мм. Устье фонтанных скважин рекомендуется оборудовать фонтанной арматурой АФК1-80/65×70 ГОСТ 13846-2003.
- Эксплуатация скважин газлифтными установками представляется неэффективной и нецелесообразной.



- Внедрение УВШН и УЭЦН, на данный период эксплуатации для реализации прогнозных уровней добычи представляется неэффективным и нецелесообразным, т. к. на текущий момент ожидаемые дебиты могут быть получены применением установок плунжерных насосов с меньшими капитальными и эксплуатационными затратами.
- На месторождении выбор оборудования и оптимизация параметров работы УПШН производятся индивидуально по конкретной скважине в зависимости от дебита жидкости, обводнённости, газосодержания.
- При эксплуатации УПШН рекомендуется использовать вставные и трубные насосы диаметром 32, 38, 44, 57, 70 мм и напором не менее 1500 м, которым соответствуют насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм, двухступенчатая колонна штанг диаметром 7/8" и 3/4".
- Для выбора компоновки ПО добывающих скважин рекомендуется применять программный комплекс ИС АВАІ.
- Рекомендуется проводить мониторинг состояния наземного и подземного оборудования.

По рекомендуемому варианту разработки эксплуатации добывающих скважин плунжерными штанговыми насосами остаётся технически оправданной и экономически достаточно эффективной по сравнению с другими способами эксплуатации. Поэтому рекомендуется продолжить эксплуатацию скважин с использованием УПШН.

- В качестве мер по предотвращению парафиноотложений в подземном оборудовании и истирания НКТ штангами, рекомендуется применение штанговых скребков-центраторов, а также продолжить периодическую промывку подземного оборудования горячей водой.
- В скважинах где насос работает с влиянием газа рекомендуется: устанавливать на прием насоса хвостовик длиной не менее 200 м и газопесочный якорь; контролировать повышение затрубного давления; спускать перепускные газовые клапаны вместе с колонной НКТ.
- Для снижения количества отказов ГНО по не герметичности НКТ, обрыва штанг, отказов и заклинивания насосов на скважинах ЧРФ необходимо применение защитных устройств, таких как фильтры различных конструкций.

4.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

На месторождении Асар с целью интенсификации (стимуляции) работы скважин проводятся следующие мероприятия: обработки горячей водой (ОГВ) или нефтью (ОГН), обработки пентан-гексановой фракцией (ПГФ), соляно-кислотных обработки (СКО).

С целью устранения осложнений при эксплуатации скважин, на месторождении проводятся работы по химизации технологических процессов добычи нефти:

- для предотвращения отложений неорганических солей на наземном оборудовании месторождения применяются ингибиторы солеотложения;
- для снижения скорости коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости применяются ингибиторы коррозии;
- для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) проводятся обработки закачиваемой жидкости в системе ППД с применением бактерицидов.

В таблице 4.1 представлены рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.



Таблица 4.1 - Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Виды мероприятий	Объемы применения, скв-операции Периодичность, сут.	Примечание
1	ОГВ	По мере выявления осложненных скважин	Применение тепловых обработок носят профилактический характер и их применение следует продолжить.
2	ПГФ		Применение технологии ПГФ позволяют восстановить работу скважин поэтому работы необходимо продолжать
3	СКО нагнета. скважин		Проведение кислотных обработок в нагнетательных скважинах способствует улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) и как следствие, увеличению приемистости скважин. Работы по обработки скважин продолжать.
4	Закачка ингибитора бактерицида «Ранцид-7004»	Индивидуальный подход по мере выявления осложнений	Подавления СВБ в системе ППД и нефтепромысловом оборудовании.
5	Закачка ингибитора солеотложений «Рандим-4021»	ГУ, ЗУ и др. объекты по мере выявления осложнений	Предотвращает отложение солей
6	Закачка ингибитора коррозии «Ранкор-1101»	БКНС и др. объекты по мере выявления осложнений	Снижение рисков коррозионных повреждений

Выводы и рекомендации:

1. Продолжить применение тепловых промывок, т.к. тепловые промывки являются профилактическим мероприятием и позволяют восстановить производительность скважин на непродолжительный период.
2. Кислотные обработки нагнетательных скважин являются эффективным методом восстановления их приемистости, следовательно, продолжить их применение.
3. Для защиты нефтепромыслового оборудования продолжить применение ингибитора коррозии на ВНС м. Асар и в водозаборных скважинах, т.к. он способствует снижению скорости коррозии, при этом необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения.
4. Проводить постоянный мониторинг эффективности применения ингибиторов солеотложения, периодический контроль, осуществляемый с помощью установленных на выходном коллекторе ЗУ из специальных катушек, где показателем эффективности будет наличие или отсутствие отложения солей. Закачку ингибиторов производить на объектах на основе химического состава попутно-добываемых вод и определения «несовместимых» вод. Также необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения.
5. На основании проведенных работ по мониторингу закачки бактерицида недропользователю улучшить эффективность применения бактерицида, в т.ч. инициировать подбор новых более эффективных бактерицидов и во избежание эффекта «привыкания» бактерицида чередовать обработки разных типов реагента-бактерицида.



4.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В Проекте разработки месторождения требования и рекомендации к системе промыслового сбора и подготовки продукции скважин, определенные нормативными документами, решают задачи обеспечения наибольшей эффективности нефтедобычи при выборе и реализации до конца рентабельного срока оптимального варианта разработки месторождения.

В данном разделе в соответствии с нормативными документами, определены требования к промысловой системе сбора, транспортировки и подготовки продукции скважин, и разработаны рекомендации по расширению и реконструкции системы промыслового сбора, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Система промыслового сбора и транспортировки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промысловой транспортировки добываемой продукции на объекты ее товарной подготовки.

При проектировании системы сбора продукции скважин на месторождении Асар для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;



- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество товарной нефти;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла продукции скважин;
- возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Эксплуатацию месторождения Асар ведет ЦДНГ-3 производственного управления «Жетыбаймунайгаз» (ПУ «ЖМГ»).

По состоянию на 01.01.2024 г. г. эксплуатационный фонд добывающих скважин месторождения Асар составляет 197 скважин, в том числе действующих скважин – 157, бездействующих – 40. Каждая скважина оснащена устьевым оборудованием, выкидными линиями, запорной и регулирующей арматурой, приборами контроля и средствами автоматизации.

В основе существующей системы технологии сбора и подготовки добываемой нефти заложена однетрубная лучевая герметизированная система, состоящая из индивидуальных для каждой скважины выкидных линий, замерной установки (ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12) типа «Спутник БП-40», участка нефтесборного коллектора до групповой установки (ГУ), групповые установки (ГУ Асар-1, 2, 3), где производится первичная подготовка нефти.

Действующая система транспортировки добываемой продукции представляет собой разветвленную сеть трубопроводов различного диаметра (Ду-200 мм – осевые, Ду-150 мм – сточные и Ду-100 мм – выкидные линии). Длина выкидных линий добывающих скважин изменяется от 58 до 2036 м, и в среднем составляет 484 м. Работа системы промыслового сбора на месторождении в значительной мере осложнена специфическими особенностями высокопарафинистых нефтей (от 19,8 до 23%) и асфальто-смолистых веществ (14-20%), застывающих при плюсовой температуре, которая в среднем по месторождению составляет +34,4 °С. Это приводит к уменьшению диаметра труб, увеличению давления в системе нефтесбора и осложнениям в работе нефтепромыслового оборудования. Для предотвращения застывания нефти в выкидных трубопроводах на устье удаленных и малодебитных скважин производится подогрев нефтегазовой смеси с использованием устьевых подогревателей типа УН-02 и ННУ-0,2, также применяют различные химические реагенты.

Технологический процесс системы сбора и транспорта добываемой продукции осуществляется следующим образом.

Нефтегазовая смесь со скважин по отдельным выкидным линиям Ду-100 мм за счет избыточного давления на устье поступает на АГЗУ типа Спутник БП-40, где производится индивидуальный поочередной замер дебита каждой скважины. К каждой замерной установке подключаются не более 14 скважин. Перечень групповых и замерных установок месторождения Асар представлен в таблице 4.2.



Таблица 4.2 – Перечень групповых и замерных установок

Месторождение	ГУ	ЗУ
Асар	ГУ-1	ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10
	ГУ-2	-
	ГУ-3	ЗУ-9, 11, 12

Распределение технологического оборудования, установленного на ГУ месторождения Асар представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Распределение технологического оборудования, установленного на ГУ месторождения Асар

Объект	Технологическое оборудование						Дренажная емкость	
	Насосы НБ-125	Буферные емкости V-80 м ³	Газосепаратор	Спутник Б-40	БР-2,5		ЕПП-16м ³	ЕПП-8м ³
ГУ-1	6	2	1				1	
ГУ-2	7	2	1					1
ГУ-3	4	2	2	1	1		1	
Итого	17	6	4	1	1		3	

Текущее состояние системы сбора продукции месторождения Асар показаны в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Текущее состояние системы сбора продукции

Горизонт (объект)	Кол-во скв.	Тип системы сбора	Длина выкидных линий, м	Диаметр трубопровода, мм	Материальное исполнение	Рабочее давление, МПа
Ю-II "А" (13)	5	Однотрубная лучевая герметизированная система: скважина-ЗУ/ГУ	2830	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IV (1)	11		5791	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IV (9)	14		8700	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-VI "Б" (2)	11		4475	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "Б" (4)	39		18117	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "А" (5)	9		2257	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "Б" (19)	3		916,5	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-XI (6)	5		1833	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-III "Б" (8)	11		6092	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "Б" (10)	18		12002	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-X "А ₁ " (11)	14		4140	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-II "Б" (14)	2		1139	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-III "А"+"Б" (15)	5		1723	100-95	СПТ	до 0,5
Ю-IX "А" (18)	10		3986	100-95	СПТ	до 0,5

Измерение дебита жидкости скважин счетчиком TOP в Спутнике производится с периодичностью 3-4 часа. Промысловый поток после замера предварительно подогревается в печи подогрева УН-02МЗ и ННУ-0,2, далее общий поток продукции направляется на первичную подготовку нефти на ГУ Асар-1. Отбор проб на устье скважин для определения процента обводненности осуществляется работниками ЦНИПР, далее лабораторным способом определяют обводненность нефти.

Нефтегазовая смесь со Спутников и с близлежащих добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает в буферные емкости V-80 м³ на ГУ-Асар-1, где происходит частичное разделение газа от нефти. Далее газ, выделившийся из буферных емкостей, поступает на газовый сепаратор марки НГС-11-16 для отделения от остаточного содержания нефти и газа. Выделившейся газ с газосепаратора марки НГС-11-16 проходит через ГРП и подается на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева типа ННУ-0,2 и УН-0,2МЗ, расположенных на устьях скважин, и на печи подогрева типа ПП-1,6, которые расположены на ГУ.



Нефтяную эмульсию из буферных емкостей откачивают поршневыми насосами НБ-125 на печи подогрева ПП-1,6, где она нагревается до температуры 60-70 °С, а также проходит через фильтр для удаления мех.примесей. Суммарный замер добытой продукции на ГУ осуществляется расходомером НОРД. Сюда же на ГУ поступает нефть с месторождений Бурмаша и Восточный Жетыбай.

На ГУ имеется свеча рассеивания нефтяного газа, которая используется при проведении ремонтных работ оборудования и аварийных ситуациях в технологическом процессе. Также при аварийных и ремонтных работах на ГУ предусмотрена дренажная емкость V-16 м³ для слива жидкости из технологических трубопроводов. Далее продукция по трубопроводу Ду-150 мм подается на ГУ Асар-2, которая используется в качестве дожимной насосной станции. Из-за удаленности от ЗУ, скважина №40 подключена непосредственно к коллектору для транспортировки продукции на ГУ Асар-2. Скважина №30 подключена к замерной установке типа Спутник Б-40, находящаяся на ГУ Асар-2. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-1 представлена на рисунке 4.1.

Далее продукция по трубопроводу Ду-150мм с общей протяженностью 8,187 км подается на ГУ Асар-2.

Газожидкостная смесь поступает на буферные емкости ГУ Асар-2, после чего откачивается поршневыми насосами и проходит через фильтр. Суммарный дебит жидкости осуществляется счетчиком Норд. Для слива дренажа с технологического оборудования также предусмотрена дренажная емкость. От ГУ Асар-2 проложен нефтяной телескопический коллектор, стеклопластикового исполнения, для транспортировки нефти до ГУ-28 месторождения Жетыбай общей протяженностью 9,758 км. Далее поток нефти транспортируется в Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) совместно с продукцией, поступающей на ГУ-28. Подготовленная нефть из товарных резервуаров ЦППН подается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

В связи со значительной удаленностью ГУ Асар-2 от ГУ-28, а также для предотвращения увеличения давления в осевом коллекторе и застывания нефти, по трассе нефтепровода установлена промысловая печь подогрева ПП-1,6.

Длина нефтепровода ГУ Асар-1→ГУ Асар-2→ГУ-28 составляет 17,945 км. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-2 представлена на рисунке 4.2.

Технологический процесс системы сбора и транспорта добываемой продукции на групповой замерной установке ГУ Асар-3 осуществляется следующим образом:

Нефтегазовая смесь со скважин по отдельным выкидным линиям Ду-100 мм за счет избыточного давления на устье поступает на замерные установки ЗУ-9, 11, 12, где производится индивидуальный поочередной замер дебита каждой скважины, также дополнительный нагрев нефти с помощью устьевых подогревателей типа УН-0,2. После поочередного замера скважин общий поток продукции направляется на подготовку нефти на ГУ Асар-3.

Нефтегазовая смесь со Спутников и с близлежащих добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на буферные емкости (№1/№2) на ГУ Асар-3, где происходит частичное разделение газа от нефти. Далее газ, выделившийся из буферных емкостей (№1/№2), поступает на газовые сепараторы (№1 и №2) для отделения от остаточного содержания нефти и газа. Выделившейся газ из газосепаратора подается на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева типа ПП-0,63 и УН-0,2, а



оставшаяся часть газа направляется на КазГПЗ. На случай аварийной ситуации или остановки ГУ-3 предусмотрена факельная система для сжигания газа на факеле.

Далее нефтяная эмульсия поршневыми насосами перекачки подается на печи подогрева ПН-0,63 (2 ед.), где она нагревается до температуры 60-70 °С, а также проходит через фильтр для удаления мех.примесей. Далее поток нефти транспортируется в цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) месторождения Жетыбай. Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-3 представлена на рисунке 4.3.



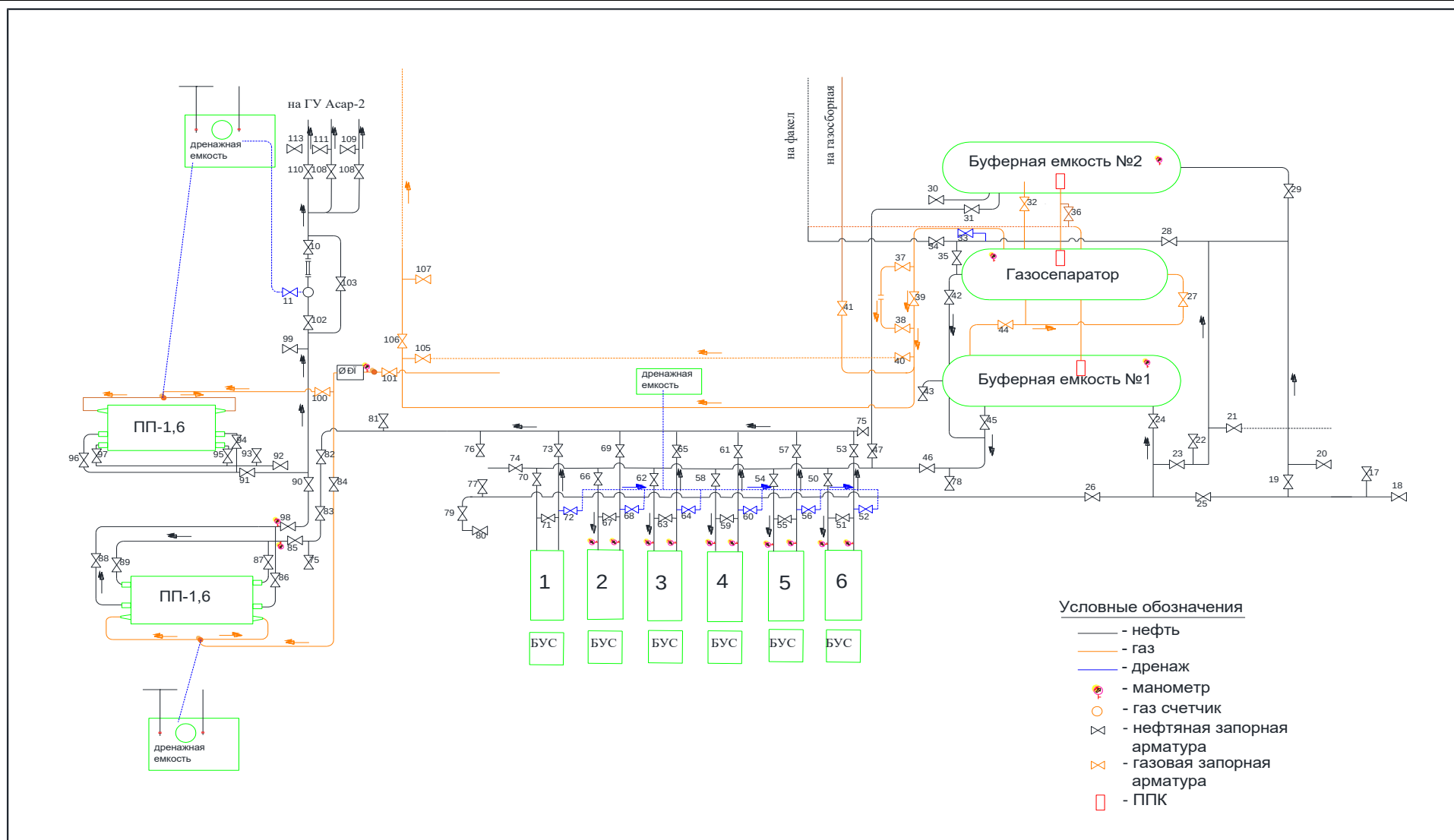


Рисунок 4.1 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-1



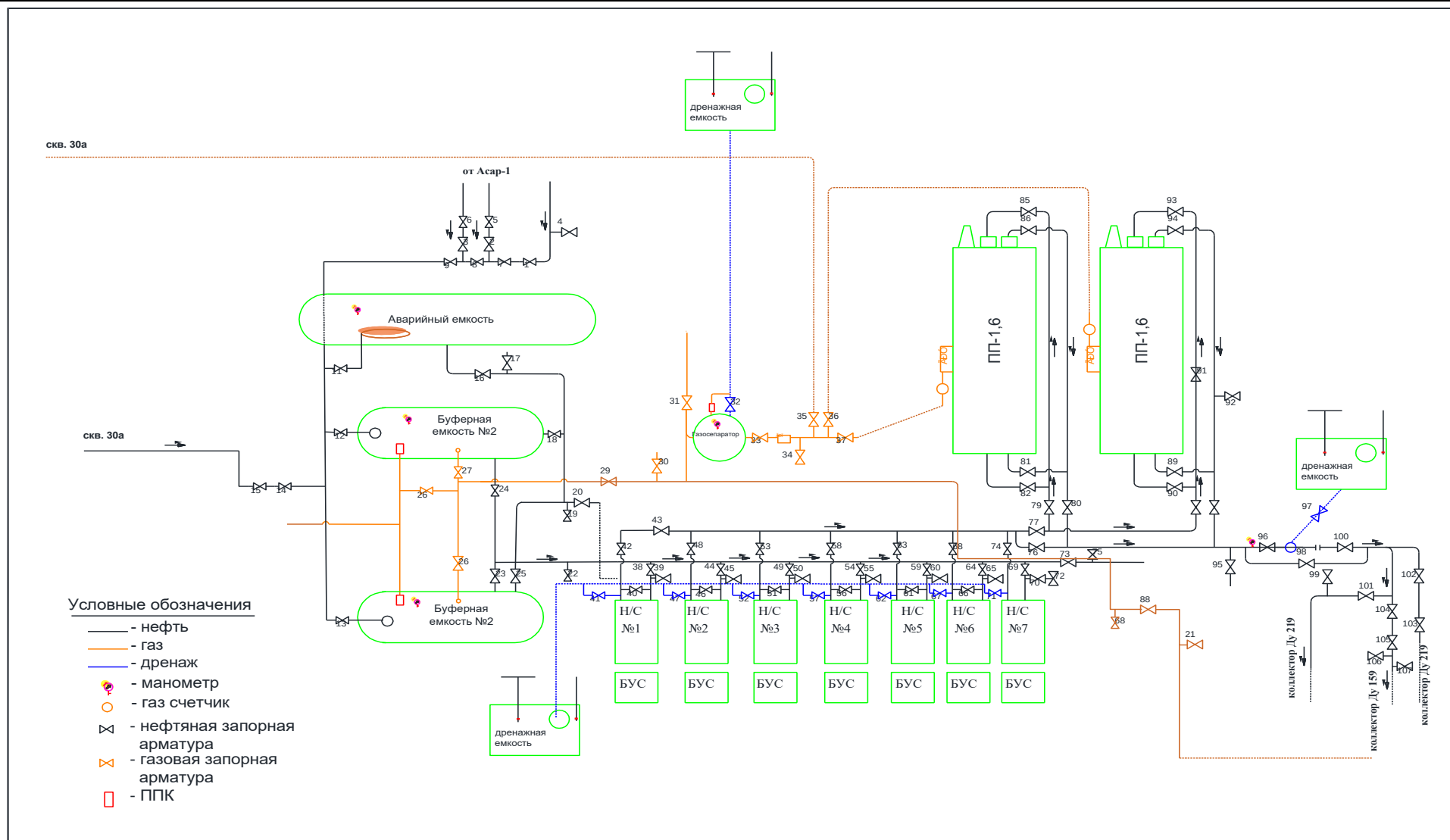


Рисунок 4.2 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-2



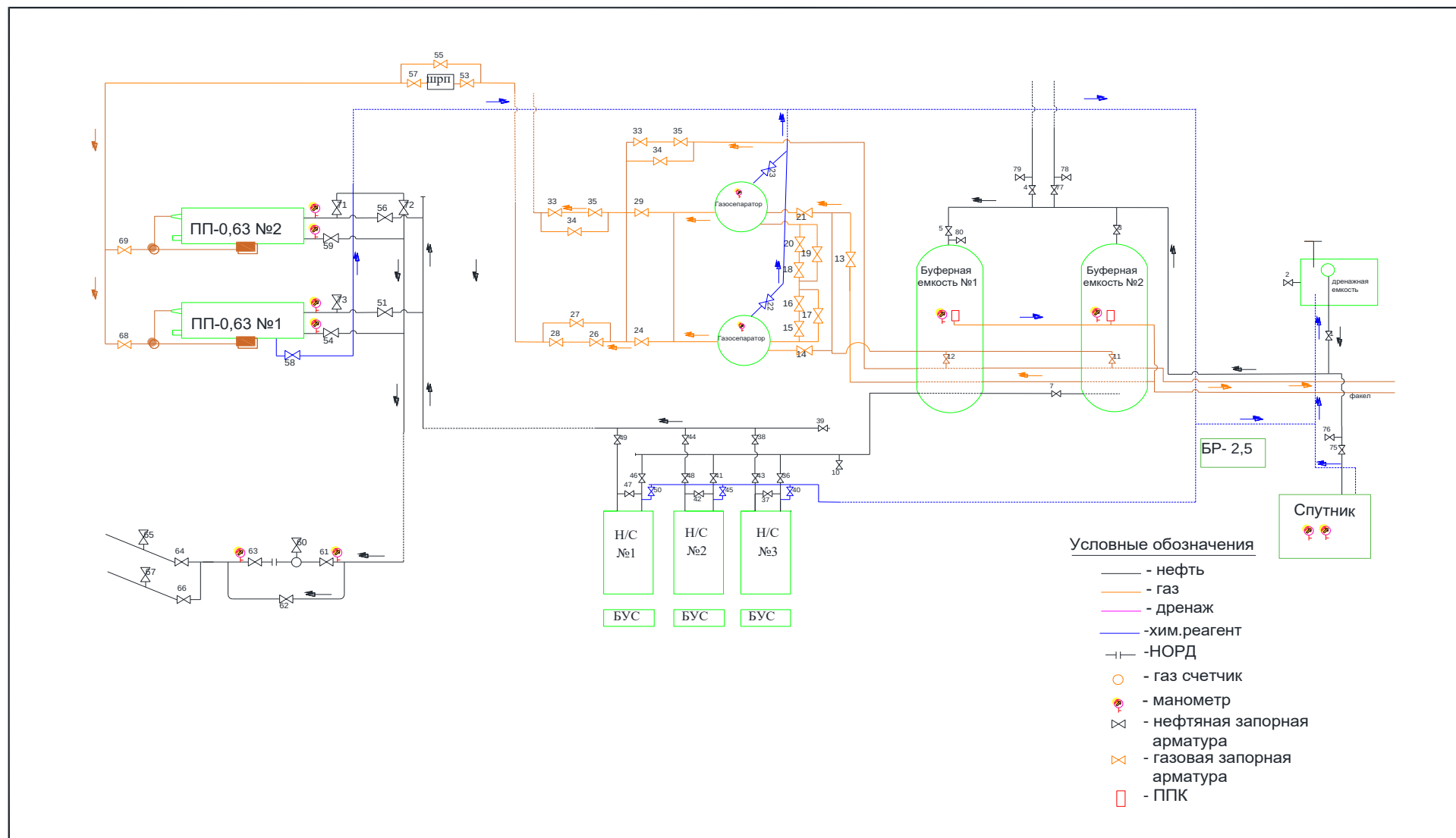


Рисунок 4.3 – Принципиальная технологическая схема ГУ Асар-3



4.5 Проектные решения по дальнейшему расширению и совершенствованию системы промыслового сбора и подготовки продукции скважин

При определении наиболее оптимальных решений, запланированных в Проекте разработки по системе сбора и транспортировки нефти, в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти и воды, вводу проектных скважин в эксплуатацию было рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов объектов сбора скважинной продукции.

Для реализации проектных решений *по варианту №1* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 32,12 км;
- подогревателей типа УН-0,2МЗ в количестве 36 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 1 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2МЗ протяженностью 0,1 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 1 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,1 км.

Для реализации проектных решений *по варианту №2* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 53,490 км;
- подогревателей типа УН-0,2МЗ в количестве 66 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 4 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2МЗ протяженностью 0,4 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 4 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,4 км.

Для реализации проектных решений *по варианту №3 (рекомендуемый)* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 51,75 км;
- подогревателей типа УН-0,2МЗ в количестве 62 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 4 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2МЗ протяженностью 0,5 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 4 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,5 км.

Для реализации проектных решений *по варианту №4* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 59,6 км;
- подогревателей типа УН-0,2МЗ в количестве 77 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 5 ед.;



- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2МЗ протяженностью 0,5 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 5 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,5 км.

Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти по всем 4-м вариантам представлены в таблицах 4.5 – 4.8.

Вариант №1

Таблица 4.5 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. из м.	Всего	Период разработки				
				2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Оборудование:							
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	ед.	42	4	16	12	8	2
1.2	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	42	4	16	12	8	2
1.3	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ	ед.	35	3	14	11	6	1
1.4	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:	ед.	1		1			
1.4.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	1		1			
1.4.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	ед.	1		1			
2	Прокладка трубопроводов:							
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	м	32 120	2 100	11 050	12 020	5 350	1 600
2.2	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	м	100		100			
2.4	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	м	100		100			
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:							
3.1	- при обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	504	48	192	144	96	24
3.2	- при строительстве дополнительных ЗУ	кВт	21		21			
3.3	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию	кВт	525	48	213	144	96	24
3.4	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт		48	261	405	501	525

Вариант №2

Таблица 4.6 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промыслового сбора нефти

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	ед.	76	4	16	17	17	15	7
1.2	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	76	4	16	17	17	15	7
1.3	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ	ед.	62	2	13	14	13	13	7
1.4	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:	ед.	4		2	2			
1.4.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	4		2	2			
1.4.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	ед.	4		2	2			
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	м	53 490	1 540	10 650	11 200	12 050	12 300	5 750



2.2	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	м	400		200	200			
2.4	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	м	400		200	200			
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:								
3.1	- при обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	912	48	192	204	204	180	84
3.2	- при строительстве дополнительных ЗУ	кВт	84		42	42			
3.3	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию	кВт	996	48	234	246	204	180	84
3.4	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт		48	282	528	732	912	996

Вариант №3 (рекомендуемый)**Таблица 4.7 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промышленного сбора нефти**

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	ед.	76	4	16	18	17	13	8
1.2	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	76	4	16	18	17	13	8
1.3	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ	ед.	58	2	13	14	11	10	8
1.4	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:	ед.	4		1	1	2		
1.4.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	4		1	1	2		
1.4.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	ед.	4		1	1	2		
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	м	51 750	1 650	10 700	13 050	10 250	9 900	6 200
2.2	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	м	500		100	200	200		
2.4	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	м	500		100	200	200		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:								
3.1	- при обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	912	48	192	216	204	156	96
3.2	- при строительстве дополнительных ЗУ	кВт	84		21	21	42		
3.3	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию	кВт	996	48	213	237	246	156	96
3.4	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт		48	261	498	744	900	996

Вариант №4**Таблица 4.8 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе промышленного сбора нефти**

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	ед.	94	4	16	19	19	20	16
1.2	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	ед.	94	4	16	19	19	20	16
1.3	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ	ед.	72	3	15	16	13	17	8
1.4	Строительство дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов, в том числе:	ед.	5		1	2	2		



1.4.1	Дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	ед.	5		1	2	2		
1.4.2	Устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	ед.	5		1	2	2		
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	м	59 600	2 100	11 500	10 100	13 900	15 500	6 500
2.2	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	м	500		100	200	200		
2.4	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	м	500		100	200	200		
3	Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:								
3.1	- при обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	1 128	48	192	228	228	240	192
3.2	- при строительстве дополнительных ЗУ	кВт	105		21	42	42		
3.3	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию	кВт	1 233	48	213	270	270	240	192
3.4	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	кВт		48	261	531	801	1 041	1 233

Выводы и рекомендации по системе сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции

1. Действующая система обеспечивает предъявляемые к ней требования по герметизированному сбору добываемой продукции, её замеру, первой ступени сепарации и дальнейшей раздельной транспортировке нефтяной эмульсии и газа.
2. Продолжить работы по прокладке трубопроводов из стеклопластика, обладающего теплоизоляцией и устойчивостью к коррозии. В условиях неуклонного роста обводненности добываемой продукции эти трубы весьма перспективны, так как характеризуются большой долговечностью.
3. Проводить планово-предупредительные ремонты, своевременно реагировать на значительные изменения параметров работы оборудования, проводить работы по контролю за герметичностью системы сбора нефти во избежание технологических потерь и утечек УВС.
4. Проводить работы по контролю за состоянием выкидных линий и нефтесборных коллекторов, в случае повышения противодавления в системе сбора, осуществлять работы по очистке трубопроводов от солеотложений и отложений АСПО.
5. Продолжить работы по поиску и подбору наиболее оптимальных реагентов-деэмульгаторов для их использования на объектах подготовки нефти и воды.

4.6 Требование к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать Программы развития переработки сырого газа.

Программа развития переработки сырого газа подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и обновлению каждые три года. Отчеты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме, им утверждаемой.

Согласно Кодекса «О недрах и недропользовании» запрещается сжигание сырого газа в факелах, за исключением случаев: угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде; при испытании объектов скважин; при пробной эксплуатации месторождения; при технологически



неизбежном сжигании сырого газа.

Действующая «Программа развития переработки сырого газа месторождения Асар на 2022-2024 годы» разработана филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» и утверждена на заседании Рабочей группы в Министерстве энергетики РК, Протокол № 1/2 от 14.09.2021 г. Данная программа разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и приказом Министра энергетики РК №165 от 05.05.2018 г. «Об утверждении Формы программы развития переработки сырого газа».

В Программе объем технологически неизбежного сжигания газа принят равным 0,0 м³. Сжигание попутного нефтяного газа не предусмотрено.

Сырой газ месторождения по своей характеристике соответствует топливному, поэтому используется на собственные нужды в качестве топлива для работы печей нагрева.

В соответствии с Программой на месторождении Асар в период 2023-2024 гг. добываемый газ частично используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева, а оставшаяся часть газа направляется на УСГ ПУ «ЖМГ» для дальнейшей передачи на переработку в ТОО «КазГПЗ».

По предоставленным данным ПУ «Жетыбаймунайгаз», по состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении Асар количество печей, использующих сырой газ в качестве топлива, составило 172 единицы. Печи работают в соответствии с технологическими режимами непрерывно, 24 часа в сутки с небольшими остановками на профилактику.

Таким образом, на месторождении Асар обеспечивается полная утилизация попутного газа и в соответствии с законодательством РК добытый газ утилизируется на 100%.

4.7 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента ***Требования к системе ППД***

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

Система ППД должна обеспечивать:

- объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;
- возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.



Мощности сооружений систем ППД рассчитываются на максимальные уровни закачки воды. Все оборудование и сооружения системы ППД должны удовлетворять требованиям надежной работы.

Текущее состояние действующей системы ППД

Месторождение Асар разрабатывается с поддержанием пластового давления, закачка воды организована с 1978 года. Существующая напорная система транспортировки и закачки воды в продуктивные пласты представляет собой разветвленную сеть водоводов различного диаметра (Ø 273 мм – для низконапорных водоводов и Ø 150 мм – для высоконапорных). Техническое водоснабжение осуществляется по водоводам с подачей альбсеноманской воды на БКНС - Асар.

Нагнетательная система ППД включает:

- блочно-кустовую насосную станцию (БКНС) – 1 ед.;
- водораспределительные батареи (ВРБ) – 5 ед. (1, 4, 6, 9, Бурмаша);
- высоконапорные водоводы от БКНС до ВРБ Ø 150 мм;
- разводящие трубопроводы от ВРБ до скважин Ø 100 мм.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2024 г. г. приемистость нагнетательных скважин по различным объектам разработки изменяется от 1,0 до 273,0 м³/сут. Давление закачки на устье нагнетательных скважин составляет 12,3 – 15,0 МПа.

На месторождении для заводнения с 2007 года используется вода, добываемая с альб-сеноманских горизонтов месторождения Асар.

Результаты лабораторных исследований «КазНИПИМунайгаз» по определению химического анализа пробы альб-сеноманской воды, отобранной с БКНС-Асар, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Состав и физико-химические свойства альб-сеноманской воды

Горизонт (объект)	Источники водоснабжения	pH	Содержание ионов, $\frac{\text{мг}\cdot\text{л}}{\text{мг}\cdot\text{экв}\cdot\text{л}}$							Общая минерализация, г/л
			SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ²⁺ +Fe ³⁺	
Основные объекты: блок I – Ю-IV, Ю-IXБ, Ю-Ю-XI; блок II – Ю-IV, Ю-IXБ, Ю-ХА ₁ ; Возвратные объекты: блок I – Ю-IIIAB, Ю-IXA, Ю-ХБ	Альб-нижне-туронский водоносный комплекс м. Асар	7,2	2284,6	3922,8	85,4	350,7	152,0	2981,2	-	9,78

Добыча воды осуществляется водозаборными скважинами, оборудованными электроцентробежными насосами. По состоянию на 01.01.2024 г. г. действующий фонд водозаборных скважин составил 19 ед.

Технологический процесс подачи альб-сеноманской воды осуществляется следующим образом. Вода с водозаборных скважин поступает на резервуары V-5000 м³ в количестве 2 ед. С резервуаров вода откачивается насосной станцией, состоящей из 5 насосов марки ЦНС. Три насоса ЦНС-300-300 (два действующих и один резервный) подают воду для закачки на месторождение Жетыбай, а остальные два насоса ЦНС-105-245 (один действующий и один резервный) предназначены для откачки воды на БКНС месторождения Асар. Для определения уровня воды в резервуарах применяют уровнемер прибор БАРС341И. Прибор эксплуатируется в составе автоматизированной системы контроля в качестве первичного преобразователя уровня. Для определения расхода воды



для закачки с резервуаров установлены счетчики-расходомеры системы «Норд». Технологическая схема ВНС-Асар представлена на рисунке 4.4.

Для защиты от коррозии сточного водовода перед приемами насосов ЦНС применяют ингибитор коррозии «Ранкор-1101». Ввод ингибитора вводится непосредственно в водовод с помощи дозировочной установки.

Вода с приемных насосов под давлением 1,0 МПа по водоподводящим трубопроводам поступает на БКНС месторождения Асар, где, пройдя блок фильтрации, центробежными насосами типа ЦНС-180/1900 и ЦНС-60/198 через ВРБ по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 14,0-17,0 МПа. Технологическая схема БКНС-Асар представлена на рисунке 4.5.

Проектные решения по системе ППД

В приведенных расчетах рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов системы ППД.

Для реализации проектных решений ***по варианту №1*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 7,52 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 9 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 9 ед.

Для реализации проектных решений ***по варианту №2*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 10,52 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 16 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 16 ед.

Для реализации проектных решений ***по варианту №3 (рекомендуемый)*** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 11,5 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 16 ед.;



– монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 16 ед.

Для реализации проектных решений *по варианту №4* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 15,04 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 21 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 21 ед.

Выводы и рекомендации по системе ППД

1. В целом действующая система ППД соответствует проектным требованиям, за технологическими параметрами заводнения скважин ведется контроль с применением счетчик-расходомеров различного типа;

2. Технологическое оборудование и трубопроводные коммуникации системы ППД обеспечивают уровни закачки воды с учетом компенсации объемов добываемой продукции;

3. В целях экономии затрат на расширение системы ППД и переключение действующих нагнетательных скважин предлагается эти работы совмещать с проводимыми ремонтными работами стальных трубопроводов в реальные для предприятия сроки;

4. В рамках Авторских надзоров необходимо продолжать контролировать и анализировать показатели по закачиваемым водам с проведением мероприятий по повышению их качества.

Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД по Вариантам №1-4 представлены в таблицах 4.10 – 4.13.

Таблица 4.10 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД

Вариант №1

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки	
				2024	2025
1	2	3	4	5	6
1	Оборудование:				
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	ед.	9	6	3
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	9	6	3
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	9	6	3
1.4	Монтаж проектных блок гребенок (БГ)	ед.	1		1
2	Прокладка трубопроводов:				
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП/БГ до проектных нагнетательных скважин из бурения	м	7 520	4 820	2 700
2.2	Прокладка нагнетательного сточного водовода (СПТ, Ду 150, Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный)	м	100		100



Таблица 4.11 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД

Вариант №2

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	ед.	16	6	3	2	2	2	1
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	16	6	3	2	2	2	1
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	16	6	3	2	2	2	1
1.4	Монтаж проектных блок гребенок (БГ)	ед.	1		1				
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП/БГ до проектных нагнетательных скважин из бурения	м	10 520	4 820	2 600	800	450	1 200	650
2.2	Прокладка нагнетательного сточного водовода (СПТ, Ду 150, Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный)	м	100		100				

Таблица 4.12 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД

Вариант №3

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Оборудование:								
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	ед.	16	6	3	2	2	2	1
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	16	6	3	2	2	2	1
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	16	6	3	2	2	2	1
1.4	Монтаж проектных блок гребенок (БГ)	ед.	1		1				
2	Прокладка трубопроводов:								
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП/БГ до проектных нагнетательных скважин из бурения	м	11 450	4 710	2 800	1 320	900	1 220	500
2.2	Прокладка нагнетательного сточного водовода (СПТ, Ду 150, Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный)	м	100		100				

Таблица 4.13 – Объемы строительных работ и динамика ввода проектного оборудования по системе ППД

Вариант №4

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки				
				2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Оборудование:							
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	ед.	21	6	3	2	8	2
1.2	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	ед.	21	6	3	2	8	2
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	компл.	21	6	3	2	8	2
1.4	Монтаж проектных блок гребенок (БГ)	ед.	1		1			



2	Прокладка трубопроводов:							
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП/БГ до проектных нагнетательных скважин из бурения	м	15 040	4 820	2 600	1 600	5 300	720
2.2	Прокладка нагнетательного сточного водовода (СПТ, Ду 150, Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный)	м	100		100			



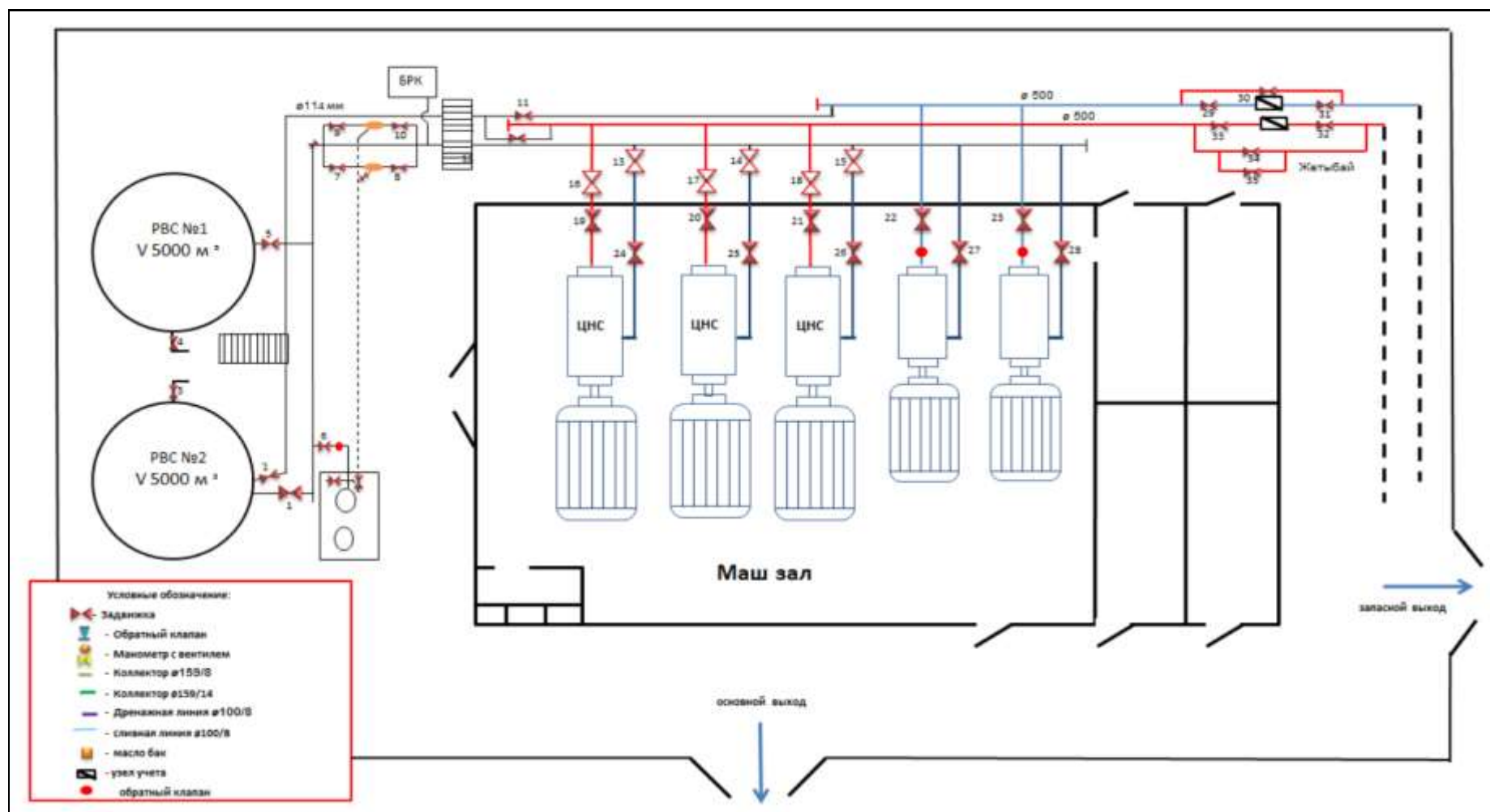


Рисунок 4.4 – Технологическая схема ВНС–Асар



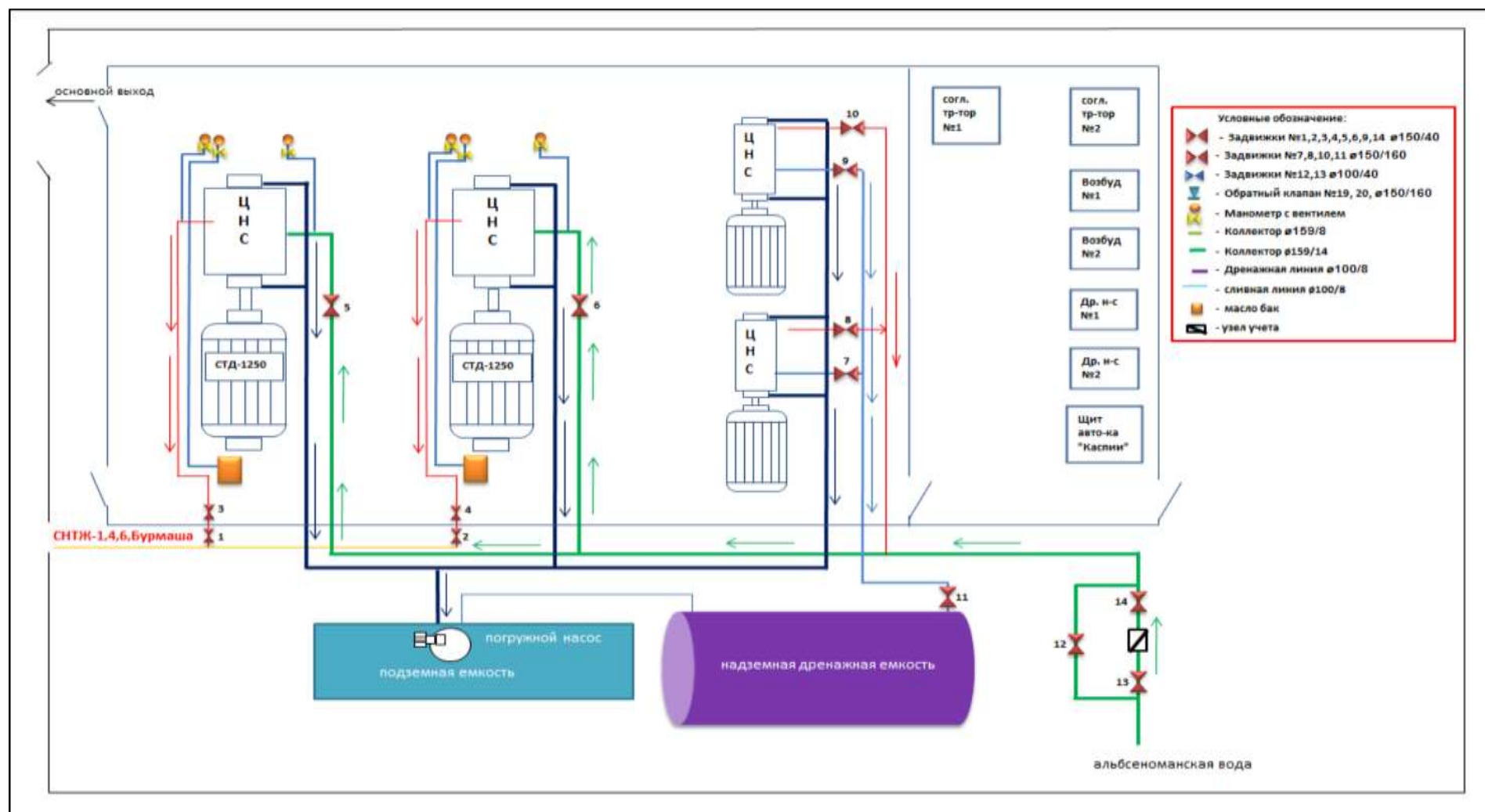


Рисунок 4.5 – Технологическая схема БКНС–Асар



4.8 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

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

Конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

- геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;
- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на месторождении Асар и, в соответствии с действующими в РК Едиными правилами по рациональному и комплексному



использованию недр, а также с учетом Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, рекомендуются следующая конструкция скважин:

- Направление устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор устанавливается с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных горизонтов сеномана и части альба, поглощающих горизонтов палеогена и сенон-турона. Служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования (ПВО) и подвески последующих обсадных колонн.
- Эксплуатационная колонна устанавливается с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска колонны, м		Высота подъема цемента (ВПЦ), м
	долота	колонны	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Направление	393,7	323,9	0	50	до устья
Кондуктор	295,3	244,5	0	700	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	0	2200	до устья

Диаметр эксплуатационной колонны, исходя из назначения скважины, принимается равным 168,3 мм. Диаметры направления и кондуктора проектируются исходя из минимально-допустимых зазоров, обеспечивающих беспрепятственный спуск и качественное цементирование обсадных колонн.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

Эксплуатационную колонну следует спускать на 50 метров ниже подошвы эксплуатационного объекта. Величина зумпфа в 50 метров принята с запасом и обусловлена возможностью приема падающих в скважину элементов внутрискважинного оборудования и исключения необходимости проведения ловильных работ.

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов [2]. При бурении наклонно-направленных скважин максимально-допустимое случайное отклонение забоя пробуренной скважины от проектного положения (точность попадания) не должно превышать 20 метров.

Полагаясь на положительный опыт применения подобной конструкции скважин в регионе, количество, глубины и типоразмер обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных флюидопроявлений и испытании скважин на продуктивность.

Принимая во внимание проектные глубины и необходимость спуска обсадных колонн, бурение скважин рекомендуется производить буровыми установками (БУ) с допустимой нагрузкой на крюке превышающей вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40% [2], роторным, турбинным, турбинно-роторным способами с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе. Буровая установка должна быть оснащена



необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения.

В зависимости от свойств ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах, а также типа БУ, после спуска и цементирования кондуктора, в скважинах с одноколонной (не считая кондуктора) конструкцией, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-230/80×35 (ПУГ 230×35, 2ППГ 230×35) ГОСТ 13862-2003 [3].

Выбор обсадных труб проводится с учетом ожидаемых наружных и внутренних давлений, осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида, как на стадиях строительства, так и при эксплуатации скважины на основании действующих инструкций.

Запрещается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затязками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемому флюиду и давлению в процессе эксплуатации.

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонной головки ОКК1-21-168×245 ГОСТ 30196-94 [4] с последующим оборудованием устьев фонтанными арматурами АФК1-65×21 или АНК1-65×35 ГОСТ 13846-2003 [5], для добывающих и нагнетательных скважин соответственно.

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб рекомендуется подъем цемента за колоннами производить до устья скважины.

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным, предупреждения поглощений при цементировании и улучшения качества цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение эффективных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и моющими свойствами для удаления глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования;
- проведение профилактики вероятных поглощений путем применения кратковременных гидродинамических исследований (КГДИ) при бурении скважин.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение оснастки (центраторы, скребки, турбулизаторы) в соответствии с нормативными документами РК и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований;
- установка заколонных пакеров, как механических, так и набухающих в различных средах (водной, углеводородной) для изоляции осложненных участков.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:



- использование технологии цементирование обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- использование двухступенчатого способа цементирование в зонах вероятных поглощений для обеспечения проектной высоты подъема цемента при низких градиентах гидроразрыва пластов;
- расхаживание и (или) вращение обсадных колонн для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементовочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы

- использование высококачественного тампонажного цемента типа ПЦТ I-CC-100 или ПЦТ I-G-CC-1 по ГОСТ 1586-91 или G (HSR) по API 10A;
- при цементировании эксплуатационной колонны использование тампонажных растворов с повышенными изоляционными свойствами: седиментационно-устойчивых, имеющих низкую водоотдачу и плотную структуру цементного камня;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирование путем применения осреднительной емкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих цементированию этой колонны (температура, давление, начало и конец схватывания, загустевания, прочность и др.), запрещается.

Расчетная продолжительность цементирование колонны не должна превышать 75% от времени начала загустевания тампонажного раствора.

Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в технических проектах на строительство скважин.



5. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **четыре варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **3 (третий) вариант разработки месторождения**.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант. В качестве базового варианта, согласно утвержденного Проекта разработки 2019 г., рассмотрен вариант продолжения реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар, с реализацией площадной обращенной девятиточечной системы разработки и плотностью сетки 400х400 м на всех основных объектах разработки. Предусмотрен ввод из бурения **51 скважин**, в т.ч. 34 добывающие вертикальные, 8 добывающие горизонтальные и 9 нагнетательные скважин, которые рассмотрены для бурения на основных объектах разработки. В работе предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

Вариант 2. Предусматривает разбуривание 11 выделенных основных объектов, эксплуатаций с темпом ввода от минимального количества 9 скв/год до максимального – 19 скв/год, причем период стабильного темпа разбуривания составляет 6 лет (2024-2029 гг.). На основных объектах разработки реализуется, преимущественно, площадная обращенная девятиточечная система разработки, с плотностью сетки 16 га/скв с учетом сложившегося фактического размещения существующих скважин. В рассматриваемом варианте предусмотрено бурение всего **92 скважин**, из которых: 76 добывающие вертикальные (ВНС) и 16 нагнетательные. Разбуривание сетки скважин преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах также учитываются переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах.

Вариант 3 - рекомендуемый. Включает все положения второго варианта, при этом в русловых зонах объектов с высоким скоплением остаточных извлекаемых запасов нефти предусмотрено бурение 5 скважин с горизонтальным окончанием ствола. Всего рассмотрено для бурения **92 скважин**, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные, 5 – горизонтальные и 16 нагнетательные. Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Вариант 4. В данном варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3. Рассмотрено уплотнение сетки скважин с оптимизацией количества проектных скважино-точек за счет дополнительного бурения трех горизонтальных скважин. Рекомендуется пробурить **115 скважин**, в том числе



вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 ед., которые предусмотрены на основные объекты разработки. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. Предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

5.1 Обоснование варианта, выбранного инициатором намечаемой деятельности для применения

Данный «Проект разработки месторождения Асар» выполнен на основании утвержденного в 2023 году Пересчета запасов, т.к. в результате проведенных в 2019 году сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, изменилось представление о геологическом строении залежей и построена геологическая модель месторождения.

В рамках настоящей работы рассмотрены 4 варианта разработки.

Согласно рекомендаций п.135 «Единые правила...», в качестве базового варианта предусматривается реализуемый вариант утвержденного проекта. Вторым вариантом отличается количеством проектных скважин для бурения. Отличительной чертой третьего варианта является бурение горизонтальных скважин. В 4-м варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3, но в данном варианте предлагается пробурить большее количество скважин, в том числе и горизонтальных.

Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на картах пробуренных и проектных скважин в графических приложениях к Проекту разработки месторождения Асар.

Выбор расчетных вариантов проводился с учетом особенностей геологического строения, сложившейся системы разработки, проведенного анализа разработки месторождения, результатов гидродинамических исследований. При этом принималась во внимание необходимость создания условий для максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из рассмотренных расчетных вариантов, в которых оценивались некоторые технические решения и технологии, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов.

Для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии гидроразрыва пласта (далее ГРП) во всех новых скважинах и скважинах переходящего фонда.

Проанализировав технико-экономические, социальные и экологические показатели, рекомендуемым к реализации вариантом разработки месторождения Асар был выбран **3-й вариант**.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций. В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 3 варианту



(рекомендуемому), так и по остальным вариантам намечаемой деятельности. Таким образом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Асар по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

5.2 Социальные и экономические эффекты от реализации проекта

Более подробно оценка на социально-экономическую среду рассмотрена в разделе 14.2.

В результате реализации данного «Проекта разработки месторождения Асар» по рекомендованному варианту будет привлечено порядка свыше нескольких десятков подрядных организаций в области строительства и обустройства запроектированных объектов, создается дополнительно более ста рабочих мест, что улучшит показатели региона по уровню занятости, снизит уровень безработицы, 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.

Положительным фактором является поступление денежных средств в бюджет района и области, предоставление рабочих мест для местного населения, а также развитие научно-технического прогресса. 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.

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, образование отходов производства и потребления и т.п.). еще одним из отрицательных факторов при разработке месторождения является его постепенное истощение. Но при этом при разработке месторождения и увеличение доходов предприятие может инвестировать в геологоразведку и разработку новых залежей.

Критерии оценки изменений в социально-экономической сфере отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта.

Потенциальное положительное воздействие на социальную и экономическую сферы проявится в привлечении местного населения к работам по основным и вспомогательным видам деятельности, связанным с проектом. Привлечение буровых компаний, строительных организаций, а также компаний, оказывающих социально-бытовые услуги. Помимо прямой, непосредственной занятости, определенное количество местных трудовых ресурсов может быть занято в деятельности по материально-техническому снабжению.

Реализация данного проекта обеспечивает следующие социальные и экономические эффекты: рост занятости населения; рост доходов бюджета РК от налогов и отчислений, оплачиваемых оператором проектируемого производства.

Данный проект имеет как косвенные экономические выгоды, так и прямые экономические выгоды для общества.



К прямым экономическим выгодам относятся следующие выгоды:

- увеличение объемов добычи углеводородного сырья, в том числе с высокой добавленной стоимостью;
- создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации проектируемого объекта;
- рост ВРП Мангистауской области;
- увеличение налоговых поступлений в бюджеты всех уровней.

К косвенным выгодам от реализации проекта, которые трудно оценить количественно, можно отнести следующие выгоды:

- доступ к современным технологиям;
- улучшение социально-экономической обстановки в регионе.

5.2.1 Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения

Проектный срок разработки месторождения Асар по всем 4-м вариантам составляет 73 года - с 2024 по 2096 гг.

5.2.2 Общие технические характеристики намечаемой деятельности

Основные технические характеристики намечаемой деятельности подробно приведены в разделах 3 и 4 (4.5 и 4.7).

5.2.3 Площадь занимаемых земель

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории АО «Мангистаумунайгаз».

Проектом планируется проводить работы на землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного несельскохозяйственного назначения на контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Асар. Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан серия ГКИ №932 Д (нефть) от 08.12.1997 г. Срок действия - 31 год с продлениями. Площадь горного отвода 34,2 км².

На строительство одной скважины отводится 1,5 га территории месторождения Асар. Дополнительного отвода земель не требуется.

5.2.4 Сведения об ожидаемой потребности предприятия в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

5.2.4.1 Электроснабжение

Электроснабжение для реализации намечаемой деятельности предусматривается посредством существующих ЛЭП, а также с помощью выработки электроэнергии ДЭС.

5.2.4.2 Водоснабжение и водоотведение

Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки (строительство скважин и ввод нового проектируемого оборудования) обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Снабжение питьевой водой осуществляется также за счет привозной бутилированной воды.

Для технического водоснабжения служат скважины, пробуренные на альб-сеноманский водоносный горизонт, а также за счет водовода морской воды Актау-Жетыбай-Узень. Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд производственных объектов АО «Мангистаумунайгаз» используется вода техническая - волжская вода, поступающая с трубопровода ТОО «Магистральный водовод» по договору, а также с ТОО «Турмыс Сервис» по договору.



Обеспечение водой производственных подразделений месторождения осуществляется по отдельным водоводам питьевой и технической воды. Водопроводные сети технической воды, используемой для производственных целей, совмещены с противопожарным водопроводом.

На месторождении действуют системы:

- хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- производственного водоснабжения.

Вода технического качества на площадке строительства скважины используется:

- 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.

Схема хозяйственно-бытового и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, должно соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

Общее водопотребление при строительстве 1-й скважины представлено в ниже следующей таблице:

Потребитель	Водопотребление, м ³ /цикл (на 1 скв.)
Питьевая вода, в том числе:	127,596
- на хоз-бытовые нужды	127,596
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225
- основа жидкости освоения	44,270
- для смены жидкости освоения на воду и промывки (2 цикла)	52,240
- для приготовления бурового раствора	315,331
- на нужды котельной в зимнее время	62,984
- на противопожарные нужды	50,000
- для приготовления цементного раствора	87,400
Всего	739,821

При эксплуатации вновь вводимого оборудования – устьевых подогревателей УН-0,2МЗ и печей подогрева ПП-0,63 - для подпитки системы используется волжская техническая вода. Объемы водопотребления на одну установку составят: для заправки устьевых подогревателей УН-0,2МЗ – 2,5 м³, для заправки печей подогрева ПП-0,63 – 11 м³. Водопотребление на устьевые подогреватели УН-0,2МЗ является безвозвратным.

Водоотведение

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении Асар сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- хозяйственно-бытовых сточных вод;
- производственных сточных вод.



Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Хозяйственно-бытовые сточные воды в вахтовом поселке формируются одним потоком из санитарно-гигиенических помещений, душевых сеток, столовых, после мытья посуды, прачечной и пр.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, представлены:

- технологическими сточными водами;
- промывочными;
- ливневыми водами.

Технологические сточные воды формируются от технологических площадок и технологических сооружений, производственных зданий, насосных, при ремонте скважин, от системы охлаждения электродвигателей.

Промывочные воды образуются при зачистке и промывке различных резервуаров, ремонта и опрессовки оборудования, смыва разлитой нефти и утечек от технологического оборудования и т.д.

Ливневые воды формируются при отведении поверхностного стока с технологических площадок при снеготаянии и в период прохождения дождей паводков.

Для отвода сточных вод на производственных объектах месторождения предусмотрены две отдельные системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

Производственные сточные воды собираются в герметичные емкости. Далее из емкостей производственные стоки спец. автотранспортом вывозятся на очистные сооружения по договору со специализированной организацией.

Сброс стоков от санитарных приборов при осуществлении строительства скважин (на буровой площадке) осуществляется по самотечным канализационным трубам в герметичные стальные/пластиковые ёмкости объемом не менее 12 м³. В основании площадки, на которой установлена емкость, должен быть предусмотрен противофильтрационный экран в виде геомембраны (полиэтиленовой пленки) или бетонированной плиты и т.п. Далее стоки из емкости-накопителя вывозятся спец. автотранспортом на дальнейшую их утилизацию, согласно заключенному договору.

На период строительных работ предусматривается биотуалет, из которого хозяйственные сточные воды по мере накопления вывозятся на очистные сооружения специализированной организацией по договору.

Более подробные сведения по объемам водопотребления и водоотведения представляются в разделе 8.1.

5.2.4.3 Материалы, сырье, ресурсы

Максимальный расход материалов и сырья по рекомендованному варианту разработки ожидается при строительстве новых скважин. Расход на 1 скважину составит не более: цемент (т/скв.) – 76,3; моторное масло (т/скв.) – 12,894; дизельное топливо (т/скв.) – 383,687, сварочные электроды (т/скв.) – 0,06; химреагенты (т/скв.) – 89,556.



6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Согласно статье 113 ЭК под *наилучшими доступными техниками (НДТ)* понимается наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и иных экологических условий, направленных на предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Уровень технологии

Для оценки уровня примененной в проекте технологии используются следующие критерии:

- уровень готовности технологии;
- уровень готовности производства;
- уровень готовности интеграции;
- уровень готовности системы.

Уровень готовности технологии. Используемая технология является серийным производством. По аналогии с уже существующим реально эксплуатируемым оборудованием, что подтверждает работоспособность технологии в условиях эксплуатации.

Уровень готовности производства. Продукция выпускается в полномасштабном производстве и соответствует всем требованиям к производительности, качеству и надежности. Возможности производственного процесса обеспечивают необходимый уровень качества. Все материалы, инструменты, инспекционное и тестовое оборудование, технические средства и персонал доступны и соответствуют требованиям полномасштабного производства. Цена продукции и затраты на единицу продукции соответствуют целевым, финансирование достаточно для производства продукции по требуемой цене. Практика бережливого производства внедрена.

Уровень готовности интеграции. Применяемые технологии успешно использованы в составе системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, проверены в релевантном окружении взаимодействия используемых технологий.

Уровень готовности системы. Снижены риски интеграции и производства, реализованы механизмы операционной поддержки, оптимизирована логистика, реализован интерфейс с эксплуатацией, система сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья спроектирована с учетом возможностей производства, обеспечены доступность и защита критической информации. Продемонстрированы интеграция системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, взаимодействие с ней, безопасность и полезность. Функциональные возможности соответствуют требованиям заказчика. Поддержка системы осуществляется в соответствии с требованиями к эксплуатации наименее затратным образом на протяжении всего жизненного цикла.

Рекомендации при внедрении наилучших доступных технологий

Выбор НДТ проводится с учетом следующих критериев:

- соответствие доступной технологии современному научно-техническому уровню в нефтегазовом комплексе;
- наличие ресурсо- и энергосберегающего эффекта;



- экономическая целесообразность и эффективность внедрения доступной технологии (с учетом капитальных и эксплуатационных затрат) для конкретного вида деятельности;
- наличие сравнимых технологических процессов, производственного оборудования или методов эксплуатации, которые были успешно апробированы на промышленном уровне;
- наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени;
- подтверждение соответствия технологии требованиям отраслевых стандартов.

Одним из критериев выбора НДТ являются наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени (интервал величин от минимально возможного до максимально допустимого). Этот критерий предусматривает необходимость учета лучших удельных экологических показателей, которые могут быть достигнуты в производственном процессе.

Концепция наилучших доступных технологий основывается на принципах единства технологического и экологического развития и последовательного его улучшения, и последние десятки лет успешно реализуется на месторождениях АО «Мангистаумунайгаз». Внедряются новые доступные технологии, которые позволяют вводить технологическое и экологическое единство, которое реализуется за счет приоритета предотвращения загрязнения перед его сокращением, что возможно за счет эколого-технологической модернизации производства, а также использования основ экономики замкнутого цикла. Принцип последовательного улучшения представляет собой постоянное движение от зафиксированного на старте уровня оказываемого экологического воздействия, зависящего от технологического состояния отрасли, к поэтапному снижению антропогенной нагрузки за счет совершенствования производства.

Одним из таких примеров является снижение воздействия загрязняющих веществ на окружающую среду за счет внедрения в хозяйственный оборот 100% добываемого попутного нефтяного газа и за счет прекращения сжигания газа на факелах.

На предприятии постоянно совершенствуются методы и процессы добычи нефти, разделения и извлечения нефтяного (попутного) газа. Постоянно проводится исследовательская деятельность в области увеличения нефтеотдачи, внедряются новые технологии, модернизируются старые методы.

В условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции и выработки запасов все большее значение приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Длительная эксплуатация залежи, чередование зон пласта с высокими и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленное неоднородностью пласта, предопределили избирательное продвижение воды по наиболее проницаемым пропласткам. Для перераспределения движения фильтрационных потоков воды в коллекторах и увеличения охвата заводнением, необходимо применение технологий, обеспечивающих этот процесс.

Ограничение водопритока (ОВП)

Технология ОВП применяется в добывающих скважинах с высокой обводненностью, имеющих два и более интервалов перфорации, при этом состав блокирует



водоотдающие пласты. Результат работ проявляется в виде снижения содержания воды в добываемой продукции. Так как технология ОВП направлена на ограничение притока воды за счет блокирования работающих обводненных пластов, то процесс не обязательно приведет к увеличению добычи нефти. Технология повышает рентабельность скважины, так как увеличивает ее срок продуктивной эксплуатации, снижает эксплуатационные расходы и себестоимость нефти, связанные с высокой добычей и дальнейшей обработкой (утилизацией) попутно добываемой воды. Результатом работ является снижение добываемой жидкости при неизменном дебите нефти, и как следствие уменьшение продуктивности скважины по воде.

На основании письма АО «Мангистаумунайгаз» № 14-02-226 от 27.12.2021 г. с целью выбора оптимальной химической композиции для повышения производительности добывающих и регулированию фильтрационных потоков пластовых флюидов нагнетательных скважин на месторождении Асар проведено ОПИ по технологии «ограничение водопритока на добывающих скважинах».

ОПИ ОВП состоит из трех основных этапов:

1. Лабораторные исследования.
2. Поставщики, прошедшие все этапы лабораторных исследований с положительным результатом, допускаются к полевым испытаниям на месторождении (не менее, чем на трех скважинах).
3. Мониторинг эффективности (согласно Правилам ОПИ не менее 90 суток).

Для проведения комплексных лабораторных исследований в лаборатории «КазНИПИМунайгаз» заказчиком АО «Мангистаумунайгаз» представлены 5 закодированных композиционных составов ОВП от 5 компаний-участниц, в т.ч. ТОО «Химпром КЗ Кампани», ООО «СНК», ТОО «ИСКО», ТОО «Oil Smart Technologies», ООО «ХимСервисИнжиниринг». Исходные композиционные составы готовились на основе альб-сеноманской воды месторождения Асар, смешиванием ингредиентов в заданном соотношении на основе инструкций, представленных АО «Мангистаумунайгаз». Лабораторные исследования выполнены в соответствии с техническим заданием.

Согласно положительным результатам лабораторных исследований, составы №1, №3 и №4 рекомендованы для ОПИ ОВП на месторождении Асар (протокол ТЭС КМГИ от 20.07.2022г.):

- состав №1 – ТОО «Химпром КЗ Кампани»,
- состав №3 – ТОО «ИСКО»,
- состав №4 – ТОО «Oil Smart Technologies».

Согласно Протокола №18 геолого-технического совещания АО «Мангистаумунайгаз» от 09.08.2022 г. объявлены результаты лабораторных испытаний и допущены к полевым испытаниям химические реагенты трех вышеприведенных компаний.

В итоге опытно-промышленные испытания (полевые работы) технологии ОВП на месторождении Асар провела компания ТОО «ИСКО», которая закачала композицию (состав №3) в скважины №№408, 40, 600. Компания ТОО «Химпром КЗ Кампани» (состав №1) отказалась от ОПИ по собственному желанию, а ТОО «Oil Smart Technologies» (состав №4) исключен по причине позднего начала работ и затягивания сроков завершения.

Подбор скважин кандидатов для ОПИ ОВП

При подборе скважин-кандидатов на ОВП в первую очередь необходимо учитывать источник обводнения (характер обводнения). Обводнение скважин вызывают такие факторы как подъем водонефтяного контакта, поступление нагнетаемой и контурной воды



по пласту, подтягивание конуса подошвенной воды, негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК) и заколонная циркуляция (ЗКЦ) жидкости. При этом последние две причины эффективнее решать проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), мероприятия ОВП могут быть не самыми эффективными при НЭК и ЗКЦ.

Подбор скважин-кандидатов для проведения ОВП осуществлялся на основе анализа следующих данных:

- динамика дебита жидкости и нефти, обводненности с момента начала эксплуатации скважины, определение характера обводнения;
- отсутствие деформаций и НЭК, особенности конструкции скважины;
- отсутствие заколонных перетоков;
- динамика и характер обводнения соседних добывающих скважин;
- динамика закачки влияющих нагнетательных скважин;
- отсутствие вблизи скважины газовой шапки;
- начальное и текущее положение ВНК.
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта больше 3 м;
- температура пласта – до 80°C;
- коэффициенты расчлененности больше 2 д.ед.;
- проницаемость коллектора – более 50 мД;
- слоистая проницаемостная неоднородность пласта;
- выработанность запасов нефти по участку – не более 80%;

Технологическая эффективность ОПИ ОВП оценена на основе геолого-промыслового анализа, при которой дополнительная добыча нефти рассчитана по «Методике оценки технологической эффективности ОПИ ОВП» (приложение к Программе ОПИ). Наибольшая технологическая эффективность наблюдается в скважине №408 с дополнительно добытой нефти - 431 тонны. В скважине №40 дополнительная добыча нефти составила 188,9 тонн, в скважине №600 добыча нефти не получена (-27.5 тонн). Технологическая успешность от ОВП по всем 3 скважинам составила 66.7% (таблица 6.2).

Таблица 6.1 – Скважины-кандидаты для ОПИ ОВП на месторождении Асар 2022г.

№ скважин	Горизонт	Состав и объем химических реагентов	Дата проведения ОВП
408	9Б	ПАА 325 кг, АХ 60 кг, объем 25 м3	07.11.2022
40	10А	ПАА 390 кг, АХ 72 кг, объем 30 м3	24.10.2022
600	9Б	ПАА 260 кг, АХ 48 кг, объем 20 м3	20.11.2022

Таблица 6.2 – Предварительные результаты технологической эффективности ОПИ ОВП

№ скважин	Дата начала обработки	Дата завершения обработки	Дополнительная добыча нефти, тонн	Дополнительная добыча жидкости, тонн
408	07.11.2022	08.11.2022	431,2	-2 102,0
40	24.10.2022	25.10.2022	188,9	-422,9
600	20.11.2022	21.11.2022	-27,5	-827,1
Итого			592,6	-3 351,9

В связи с отсутствием результатов, проведенных ГИС с целью определения профиля притока до и после технологии ОВП, затруднена оценка блокирующей способности состава в скважинах. В целях объективной оценки технологической эффективности, в частности степени воздействия состава на нефте- и водонасыщенные интервалы рекомендовано проведение ГИС ОПИ до и после обработок с обязательным исследованием герметичности колонны до обработки. Ввиду имеющихся неоднозначных результатов, по решению ТЭС



КМГИ рекомендовано продолжить ОПИ с большим количеством скважин (от 5 до 10 ед.) и возможностью применения технологий других компаний.

Для продолжения объективной оценки ОПИ ОВП проведен детальный анализ потенциальных участков месторождения Асар. Изучив геологическое строение, особенности фонда скважин, специфику проводимых мероприятий и учитывая критерии для проведения ОВП были подобраны 4 скважины-кандидата. В таблице 6.3 приведены скважины-кандидаты для продолжения ОПИ технологии ОВП. Все скважины месторождения Асар находятся в нефтяной зоне, и источником обводнения скважин являются большие объемы нагнетаемой воды.

Результаты по технологической эффективности ОПИ ОВП в 4-х скважинах (таблица 6.3) ожидаются в 2024 г.

Таблица 6.3 – Скважины-кандидаты для проведения ОПИ ОВП на месторождении Асар

№№ скважин	Горизонт	Состав и объем химических реагентов	Дата проведения ОВП
714*	10А, 2 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	15.09.2023
407*	9Б, 1 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	14.11.2023
75*	9Б, 1 блок	ПАА 195 кг, АХ 36 кг, объем 15 м ³	26.12.2023
493*	9Б, 1 блок	ПАА 390 кг, АХ 72 кг, объем 30 м ³	28.12.2023

** на 01.01.2024г. скважины находятся под наблюдением*



7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

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.

В данном разделе рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства скважин и эксплуатации вновь вводимого нового оборудования на период разработки месторождения Асар.

Этапы обустройства 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 проектов-аналогов – раздел ОВОС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины № 260 проектной глубиной 2203,65 м на месторождении Асар» (Заключение ГЭЭ №: KZ23VCZ01305500 от 06.09.2021 г.).

Сжигание газа на факеле в процессе испытания (освоения) скважины не предусматривается.

Количественный и качественный состав выбросов от источников загрязнения проектируемых работ, подлежащий утверждению в качестве нормативов НДВ, 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 Асар связаны с обустройством скважин и эксплуатацией технологического оборудования в процессе сбора, транспортировки и подготовки газа.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта разработки месторождения Асар 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», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №КР ДСМ-70).

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

Описание основных проектных решений по добыче и подготовке нефти и газа на месторождении Асар на перспективный период по вариантам разработки месторождения представлено в Разделах 3-5.

7.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение

Разработкой нефтегазового месторождения Асар занимается производственное управление «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз». Месторождение Асар входит в состав Цеха добычи нефти и газа ЦДНГ № 3.

Вся экологическая нормативная документация по месторождению Асар выполняется в составе ПУ «Жетыбаймунайгаз», поэтому текущие сведения представлены в общем по Жетыбайской группе месторождений.

Согласно Экологическому разрешению на воздействие для объектов I категории (№ KZ69VCZ03411318 от 16.01.2024 г.), выданному ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз», в 2024 году оператору объекта допускается производить:

- выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих - 9567,83651 т/год;
- сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих - 4,89822 т/год;
- накопление отходов в объемах, не превышающих - 350062,76108 т/год.

В результате инвентаризации источников выбросов на территории объектов ПУ «Жетыбаймунайгаз» было выявлено всего 3310 источников загрязнения, из них – 2884 организованных источников и 426 – неорганизованных источников. В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 54 наименований и 12 групп веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием на окружающую среду.

По данным Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу валовые выбросы загрязняющих веществ при эксплуатации группы месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» составляют 8322,618289 т/год, из них: твердые – 65,110098 т/год, газообразные и жидкие – 8257,508191 т/год.

Сравнительный анализ за последние три года по выбросам ЗВ и количеству источников выбросов по сравнению на 2024 год представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Сравнительный анализ по выбросам ЗВ и количеству источников выбросов по ПУ «Жетыбаймунайгаз»

Года	Норматив выбросов, т/год	Фактические выбросы, т/год	Количество источников загрязнения атмосферы		Итого ист.выб.
			Организованный	Неорганизованный	
2021 год	5333,507	4413,618	2760	402	3162
2022 год	8309,451	6926,974	3939	450	4389
2023 год (проведено три корректировки)	12 133,850	5387,644	4130	547	4677
	8377,543				
	6009,905				
2024 год	8263,304	-	2878	396	3274



2024 год корректировка	8322,61	-	2884	426	3310

В соответствии с нормами «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), **нормативный размер СЗЗ** для месторождения Асар составляет **1000 м**. Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению Департамента по защите прав потребителей Мангистауской области № 135 от 06.08.2015 г., нормативный размер СЗЗ для ПУ «ЖМГ» составляет 1000 м.

Согласно п. 1.3 раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, месторождение Асар, занимающееся добычей углеводородов, относится к объектам **I категории**.

В настоящее время разработка месторождения Асар ведется согласно «Проекта разработки месторождения Асар» (Протокол ЦКРР при МЭ РК №10/7 от 31.05.2019 г.) и ПредОВОС к нему, получившее положительное заключение государственной экологической экспертизы (№ KZ12VCY00137123 от 23.11.2018 г. - Приложение 5).

7.2 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения. Обоснование предельных эмиссий загрязняющих веществ в атмосфере.

7.2.1 Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В условиях увеличения добычи газа важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районе 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 предотвращению и снижению выбросов вредных веществ в атмосферу.

В данном проекте рассмотрены 4 варианта разработки месторождения Асар, *рекомендуемый вариант № 3*.

Данные по бурению скважин и вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Асар приведены в таблицах 7.2-7.3.

Таблица 7.2 - Данные по бурению скважин по вариантам и по годам разработки месторождения Асар *вариант №1*

№ п/п	Вид работ	Виды скважин	Годы					Итого
			2024	2025	2026	2027	2028	
1	Бурение скважин	Добыв. (верт. и гориз.)	4	16	12	8	2	42
		Нагнет.	6	3	-	-	-	9
	ВСЕГО:		10	19	12	8	2	51

вариант №2

№ п/п	Вид работ	Виды скважин	Годы						Итого
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	
1	Бурение скважин	Добыв. (верт. и гориз.)	4	16	17	17	15	7	76
		Нагнет.	6	3	2	2	2	1	16
	ВСЕГО:		10	19	19	19	17	8	92

вариант №3

№ п/п	Вид работ	Виды скважин	Годы					Итого	
			2024	2025	2026	2027	2028		2029
1	Бурение скважин	Добыв.	4	16	18	17	13	8	76



7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

		(верт. и гориз.)							
		Нагнет.	6	3	2	2	2	1	16
	ВСЕГО:		10	19	20	19	15	9	92

вариант №4

№ п/п	Вид работ	Виды скважин	Годы						Итого
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	
1	Бурение скважин	Добыв. (верт. и гориз.)	4	16	19	19	20	16	94
		Нагнет.	6	3	2	8	2	0	21
	ВСЕГО:		10	19	21	27	22	16	115

Таблица 7.3 - Данные по вводу нового оборудования по вариантам и по годам разработки месторождения Асар (период эксплуатации)

вариант № 1

Наименование	Годы разработки						Всего
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Обустройство скважин после бурения	10	19	12	8	2	0	51
Установка устьевых нагревателей типа УН-0,2МЗ	3	14	11	6	1	-	35
Строительство дополнительных АГЗУ, в т.ч.:	-	1	-	-	-	-	1
дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	-	1	-	-	-	-	1
устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	-	1	-	-	-	-	1

вариант № 2

Наименование	Годы разработки						Всего
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Обустройство скважин после бурения	10	19	19	19	17	8	92
Установка устьевых нагревателей типа УН-0,2МЗ	2	13	14	13	13	7	62
Строительство дополнительных АГЗУ, в т.ч.:	-	2	2	-	-	-	4
дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	-	2	2	-	-	-	4
устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	-	2	2	-	-	-	4

вариант № 3

Наименование	Годы разработки						Всего
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Обустройство скважин после бурения	10	19	20	19	15	9	92
Установка устьевых нагревателей типа УН-0,2МЗ	2	13	14	11	10	8	58
Строительство дополнительных АГЗУ, в т.ч.:	-	1	1	2	-	-	4
дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	-	1	1	2	-	-	4
устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	-	1	1	2	-	-	4

вариант № 4

Наименование	Годы разработки						Всего
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Обустройство скважин после бурения	10	19	21	27	22	16	115
Установка устьевых нагревателей типа УН-0,2МЗ	3	15	16	13	17	8	72
Строительство дополнительных АГЗУ, в т.ч.:	-	1	2	2	-	-	5
дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1	-	1	2	2	-	-	5
устьевые подогреватели типа УН-0,2МЗ	-	1	2	2	-	-	5

Скважины будут буриться максимальной проектной глубиной 2200 м. Для бурения скважин рекомендуются буровые установки грузоподъемностью не менее 170 т (типа «ZJ-70» или аналог), испытание - станком грузоподъемностью не менее 60 т (типа УПА-60) или аналогичными по основным параметрам и оснащенности средствами механизации, автоматизации, контроля, диспетчеризации и безопасности производства работ. 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, используемыми для обработки бурового раствора, а также обеспечить высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы.

Сжигание сырого газа на факеле не предусматривается.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве и эксплуатации скважин и других проектируемых объектов можно будет судить на дальнейшей стадии рабочего проектирования в сопровождающемся к нему разделе «Охрана окружающей среды», проанализировав проектные технические решения.

В данном разделе рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства новых скважин и эксплуатации вновь вводимого нового оборудования на период разработки месторождения Асар.

Выбросы загрязняющих веществ, выделяемых при строительстве и прокладке выкидных трубопроводов, газопроводов, водоводов, установке и монтаже технологического оборудования, в данном проекте Отчета о ВВ не представлены ввиду отсутствия исходных проектных данных.

На данный момент источники выбросов и загрязняющие вещества от месторождения Асар в полной мере на существующее положение и перспективу отражены в Проекте нормативов эмиссий (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Строительство скважины состоит из следующих видов работ: строительно-монтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание (в эксплуатационной колонне).

При строительстве скважины 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, котельная установка);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (насосы, емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости).

Поступление загрязняющих веществ также будет осуществляться при проведении сварочных работ, при резке металлов.

Основными загрязняющими веществами при строительстве являются оксиды азота, углерода, серы, углеводороды, пыль неорганическая, сажа и другие.

Основные источники выбросов при строительстве скважины

В данном разделе представлены источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины, взятых из материалов проектов-аналогов – раздел ОВОС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины № 260 проектной глубиной 2203,65 м на месторождении Асар». Продолжительность строительства одной скважины – 52,5 суток.

Источники выбросов загрязняющих веществ представлены на период



строительства одной скважины при реализации любого из рассматриваемых вариантов.

Все источники выбросов при строительстве скважины подразделяются на организованные и неорганизованные. Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной и будет корректироваться в дальнейшем при разработке проекта НДВ для ПУ «ЖМГ».

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, креплении и испытании скважины являются:

- дизельный генератор при бурении, источники №№ 0001-0003;
- дизельный двигатель при бурении (резервный), источник №0004;
- дизельный двигатель при испытании, источник №0005;
- котельная установка, источник № 0006;

Неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважины являются:

- площадка скважины (ЗРА и ФС), источник № 6001;
- насосы (5 ед.), источник № 6002;
- блок приготовления растворов (узел пересыпки пылящих материалов), источник № 6003;
- емкость для сбора отходов бурения, 25 м³, источник № 6004;
- емкости для сбора нефти (V=50 м³ – 2 ед.), источник № 6005;
- сепаратор, источник № 6006;
- емкость для хранения дизельного топлива, V=30 м³, источник № 6007;
- емкость для хранения моторного масла, V= 4 м³, источник № 6008;
- емкость для хранения отработанного масла, V= 4 м³, источник № 6009;
- установка подачи топлива, источник № 6010;
- сварочный пост, источник № 6011;
- газорезка, источник № 6012.

Передвижные источники:

- ДВС автотранспорта и спецтехники, источник № 6013.

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве одной скважины, составляет всего 22 ед., из них: 6 источников - организованные, остальные 16 – неорганизованные источники выбросов.

Выбросы от стационарных источников при строительстве одной скважины составят 29,9327076 г/с или 27,9445737 т/год.

Основные источники выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации нового оборудования ожидается продуктами сгорания топлива и выбросами углеводородов.



Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной, будет корректироваться и меняться в дальнейшем при разработке проекта НДВ. Все источники выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования подразделяются на организованные и неорганизованные.

Вариант № 3 (рекомендуемый)

Количество источников выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования (за период разработки 2024-2029 гг.), составит всего 320 ед., из них: 228 источников - организованных, остальные 92 – неорганизованные источники выбросов.

Организованные источники:

- устьевой подогреватель УН-0,2МЗ, источники выбросов №№ 0101-0158;
- устьевой подогреватель УН-0,2МЗ на АГЗУ, источники выбросов №№ 0159-0162;
- продувочная свеча устьевого подогревателя, источники выбросов №№ 0163-0224;
- дренажная емкость 16 м³ на АГЗУ, источники выбросов № 0301-0304.

Неорганизованные источники:

- площадка скважины (ЗРА и ФС), источники выбросов № 6101-6192.

Общее количество выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 ед. оборудования) составит 0,647564 г/с или 1,401065 т/год.

7.2.2 Характеристика возможных залповых выбросов

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 стравливании газа с оборудования при проведении ремонтных работ.

Залповые и аварийные выбросы в период строительства скважин не ожидаются.

Залповые выбросы в процессе эксплуатации возможны при сбросе газа на продувочные свечи при продувке газовой системы на устьевых нагревателях – источники №№0163-0224. Залповые выбросы представлены в таблице 7.5.

7.2.3 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух

Для определения количественных и качественных характеристик предельных эмиссий загрязняющих веществ были проведены предварительные укрупненные расчеты, с учетом проектных данных по количеству скважин и вновь вводимого технологического оборудования по всем вариантам.

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;
- Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-ө;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п;
- 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 при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования по рекомендуемому варианту разработки №3 приведены в Приложении 1.

Дальнейшие табличные данные приводятся только по рекомендуемому варианту №3.

Параметры источников выбросов при строительстве 1-ой скважины представлены в таблице 7.4. Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 единицу оборудования) представлены в таблице 7.5.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования по годам и по вариантам разработки представлены в таблицах 7.6-7.13.



[illegible]

Проз-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		Наименование газообразных веществ, по классам	Вещество, по классам	Коэффициент абсорбции вещества	Среднеэксплуатационная температура	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества (на 1 кв.)			Год достижения НДВ	
		Наименование	Количество, т/год						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	26	
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	2024	
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	2024	
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,03809		0,0022	2024	
Бурение и испытание скважины																										
002		Дизельный генератор при бурении	1	900	труба	0001	4	0,2	76,78	2,4108	500	15026	9640								0301	Азота диоксид	2,56	1061,9	3,2231	2024
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6	0,5237	2024
																					0328	Углерод	0,1667	69,1	0,1727	2024
																					0330	Сера диоксид	0,4	165,9	0,6907	2024
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,3	2,5324	2024
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0	0,000005	2024
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6	0,046	2024
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,0	1,1511	2024
002		Дизельный генератор при бурении	1	900	труба	0002	4	0,2	76,78	2,4108	500	15022	9648								0301	Азота диоксид	2,56	1061,9	3,2231	2024
																					0304	Азота оксид	0,416	172,6	0,5237	2024
																					0328	Углерод	0,1667	69,1	0,1727	2024
																					0330	Сера диоксид	0,4	165,9	0,6907	2024
																					0337	Углерод оксид	2,0667	857,3	2,5324	2024
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0	0,000005	2024
																					1325	Формальдегид	0,04	16,6	0,046	2024
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	401,0	1,1511	2024
002		Дизельный двигатель при бурении	1	900	труба	0003	4	0,2	77,07	2,420	500	15023	9642								0301	Азота диоксид	2,56	1057,9	3,2231	2024
																					0304	Азота оксид	0,416	171,9	0,5237	2024
																					0328	Углерод	0,1667	68,9	0,1727	2024
																					0330	Сера диоксид	0,4	165,3	0,6907	2024
																					0337	Углерод оксид	2,0667	854,0	2,5324	2024
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0	0,0000052	2024
																					1325	Формальдегид	0,04	16,5	0,046	2024
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	399,5	1,1511	2024
002		Дизельный двигатель при бурении резервный	1	60	труба	0004	4	0,2	174,30	5,47288	500	15023	9642								0301	Азота диоксид	2,56	467,8	0,4883	2024
																					0304	Азота оксид	0,416	76,0	0,0794	2024
																					0328	Углерод	0,1667	30,5	0,0262	2024
																					0330	Сера диоксид	0,4	73,1	0,1046	2024
																					0337	Углерод оксид	2,0667	377,6	0,3837	2024
																					0703	Бенз/а/пирен	0,000004	0,0	0,000001	2024
																					1325	Формальдегид	0,04	7,3	0,007	2024
																					2754	Алканы C12-19	0,9667	176,6	0,1744	2024
002		Дизельный двигатель при испытании	1	264	труба	0005	4	0,2	20,92	0,6574	500	15026	9644								0301	Азота диоксид	0,3755	571,2	0,3152	2024
																					0304	Азота оксид	0,061	92,8	0,0512	2024
																					0328	Углерод	0,0244	37,1	0,0197	2024
																					0330	Сера диоксид	0,0587	89,3	0,0493	2024
																					0337	Углерод оксид	0,3031	461,1	0,2561	2024
																					0703	Бенз/а/пирен	0,0000006	0,0	0,0000005	2024
																					1325	Формальдегид	0,0059	9,0	0,0049	2024
																					2754	Алканы C12-19	0,1418	215,7	0,1182	2024
002		Котельная установка	1	390	Дымовая труба	0006	2,5	0,2	2,0382	0,064	200	15026	9670								0301	Азота диоксид	0,02184	341,3	0,03066	2024
																					0304	Азота оксид	0,00355	55,5	0,00498	2024
																					0328	Углерод	0,001971	30,8	0,0277	2024
																					0330	Сера диоксид	0,0464	725,0	0,0651	2024
																					0337	Углерод оксид	0,1096	1712,5	0,1538	2024
002		Площадка скважины	30	264	ЗРА и ФС	6001	2				30	15050	9632	2	2					2754	Алканы C12-19	0,00133		0,00123	2024	
002		Насосы	5	1092	неплотности насоса	6002	2				30	15055	9630	2	2					2754	Алканы C12-19	0,0417		0,1640	2024	
002		Блок приготовления растворов (узел пересыпки пылящих материалов)	1	362,8	неорган. выброс	6003	2				30	15053	9653	2	2						0126	Калий хлорид (301)	0,0533		0,0004	
																					0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)	0,0107		0,0004	
																					0152	Натрий хлорид	0,0533		0,00004	
																					0155	Динатрий карбонат	0,0053		0,0001	2024
																					1580	Лимонная кислота	0,0053		0,00001	
																					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,1067		0,0364	2024
																					3119	Кальций карбонат	0,2133		0,0769	2024
																					3123	Кальция хлорид	0,0053		0,0001	2024
																					3153	Натрий гидрокарбонат	0,0053		0,0001	

[illegible]

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных устройств	Вещество, по которому	Коэффициент	Среднеэксплуатационная степень	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество						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 (на единицу оборудования)	
												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	26
003		Площадка скважины (ЗРА и ФС)	1	8760	неорг.ист.	6101-6192	2			30	10118	9401	5	5						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,0002	2024
																				0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,0058		0,1822	2024
																				0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0021		0,0674	2024
																				0602	Бензол	0,00003		0,0009	2024
																				0616	Ксилол	0,000009		0,0003	2024
																				0621	Толуол	0,00002		0,0006	2024
003		Устьевой подогреватель УН-0,2М3	1	8760	труба	0101-0162	4,5	0,75	0,178	0,0786	240	15028	9602						0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,0141	167,1	0,4429	2024	
																			0304	Азот (II) оксид (6)	0,0023	27,3	0,072	2024	
																			0330	Диоксид серы	0,0003	3,6	0,0077		
																			0337	Углерод оксид (594)	0,0098	116,1	0,3088	2024	
																			0410	Метан (734*)	0,0098	116,1	0,3088	2024	
																			0410	Метан (734*)	0,2738	23401,7	0,0003	2024	
003		Продувочная свеча устьевого подогревателя	1	0,017	свеча	0163-0224	3	0,05	6,624	0,013	30	15055	9629						0410	Метан (734*)	0,2738	23401,7	0,0003	2024	
003		Дренажная емкость 16 м3 на АГЗУ	1	8760	дых.клап.	0301-0304	2	0,05	0,5605	0,0011	30	15140	9650						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002	181,8	0,000005	2024	
																			0415	Углеводороды предельные C1-C5	0,2387	217000,0	0,0065	2024	
																			0416	Углеводороды предельные C6-C10	0,0883	80272,7	0,0024	2024	
																			0602	Бензол	0,0012	1090,9	0,00003	2024	
																			0616	Ксилол	0,0004	363,6	0,00001	2024	
																			0621	Толуол	0,0007	636,4	0,00002	2024	

Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант №1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выбросы веществ по годам разработки, т/год				
									2024	2025	2026	2027	2028
							1 скважина		10 скв.	19 скв.	12 скв.	8 скв.	2 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,0405	0,0014	0,0140	0,0266	0,0168	0,0112	0,0028
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	0,0533	0,0004	0,0040	0,0076	0,0048	0,0032	0,0008
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,0011	0,0021	0,0013	0,0009	0,0002
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,0107	0,0004	0,0040	0,0076	0,0048	0,0032	0,0008
0152	Натрий хлорид		0,5	0,15		3	0,0533	0,00004	0,0004	0,0008	0,0005	0,0003	0,00010
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0012	0,0008	0,0002
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	10,65604	10,50396	105,0396	199,5752	126,0475	84,0317	21,0079
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,72855	1,70668	17,0668	32,4269	20,4802	13,6534	3,4134
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,693171	0,5917	5,9170	11,2423	7,1004	4,7336	1,1834
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,7051	2,2911	22,9110	43,5309	27,4932	18,32880	4,5822
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00005	0,0005	0,0010	0,00056	0,00044	0,00006
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	8,7015	8,3919	83,9190	159,4461	100,7028	67,1352	16,7838
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0012	0,0008	0,0002
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0012	0,0008	0,0002
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,0000166	0,0000167	0,0001720	0,0003038	0,0002024	0,0001316	0,0000304
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,1659	0,1499	1,4990	2,8481	1,7988	1,1992	0,29980
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,0053	0,00001	0,0001	0,0002	0,0001	0,0001	0,00002
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0004	0,000157	0,0016	0,0030	0,00190	0,0012	0,0003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	4,26464	4,14405	41,4405	78,7370	49,7287	33,1523	8,2882
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,6235	0,0853	0,8530	1,6207	1,02360	0,6824	0,1706
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,2133	0,0769	0,7690	1,4611	0,92280	0,6152	0,1538
3123	Кальция хлорид				0,05		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0012	0,0008	0,0002
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0012	0,0008	0,0002
	В С Е Г О :						29,9327076	27,9445737	279,445772	530,9470038	335,3349624	223,5564716	55,8892104

Таблица 7.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выбросы веществ по годам разработки, т/год					
									2024	2025	2026	2027	2028	2029
							1 скважина		10 скв.	19 скв.	19 скв.	19 скв.	17 скв.	8 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,0405	0,0014	0,0140	0,02660	0,02660	0,02660	0,0238	0,0112
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	0,0533	0,0004	0,0040	0,00760	0,00760	0,00760	0,0068	0,0032
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,0011	0,00210	0,00210	0,00210	0,0019	0,0009
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,0107	0,0004	0,0040	0,00760	0,00760	0,00760	0,0068	0,0032
0152	Натрий хлорид		0,5	0,15		3	0,0533	0,00004	0,0004	0,00080	0,00080	0,00080	0,0007	0,0003
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,0053	0,0001	0,0010	0,00190	0,00190	0,00190	0,0017	0,0008
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	10,65604	10,50396	105,0396	199,57520	199,57520	199,5752	178,5673	84,0317
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,72855	1,70668	17,0668	32,42690	32,42690	32,42690	29,0136	13,6534
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,693171	0,5917	5,9170	11,24230	11,24230	11,24230	10,0589	4,7336
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,7051	2,2911	22,9110	43,53090	43,53090	43,53090	38,9487	18,3288
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00005	0,0005	0,00097	0,00097	0,00097	0,00081	0,00044
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	8,7015	8,3919	83,9190	159,44610	159,4461	159,4461	142,6623	67,13520
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,00190	0,00190	0,00190	0,00170	0,0008
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,00190	0,00190	0,00190	0,0017	0,0008
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,0000166	0,0000167	0,0001720	0,0003238	0,0003238	0,0003238	0,0002934	0,0001356
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,1659	0,1499	1,4990	2,8481	2,8481	2,8481	2,5483	1,1992
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,0053	0,00001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0004	0,000157	0,0016	0,0030	0,0030	0,0030	0,0026	0,0012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	4,26464	4,14405	41,4405	78,7370	78,7370	78,7370	70,4489	33,1523
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,6235	0,0853	0,8530	1,6207	1,6207	1,6207	1,4501	0,6824
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,2133	0,0769	0,7690	1,4611	1,4611	1,4611	1,3073	0,6152
3123	Кальция хлорид				0,05		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0019	0,0019	0,0017	0,0008
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0019	0,0019	0,0017	0,0008



	В С Е Г О :						29,9327076	27,9445737	279,445772	530,9469938	530,9469938	530,9469938	475,0578034	223,5564756

Таблица 7.8 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 3 (рекомендуемый)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выбросы веществ по годам разработки, т/год					
									2024	2025	2026	2027	2028	2029
							1 скважина		10 скв.	19 скв.	20 скв.	19 скв.	15 скв.	9 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,0405	0,0014	0,0140	0,0266	0,0280	0,0266	0,0210	0,01260
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	0,0533	0,0004	0,0040	0,0076	0,0080	0,0076	0,0060	0,00360
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,0011	0,0021	0,0022	0,0021	0,0017	0,00100
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,0107	0,0004	0,0040	0,0076	0,0080	0,0076	0,0060	0,00360
0152	Натрий хлорид		0,5	0,15		3	0,0533	0,00004	0,0004	0,0008	0,0008	0,0008	0,0006	0,00040
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,00090
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	10,65604	10,50396	105,0396	199,5752	210,0792	199,5752	157,5594	94,53560
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,72855	1,70668	17,0668	32,4269	34,1336	32,42690	25,6002	15,36010
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,693171	0,5917	5,9170	11,2423	11,8340	11,24230	8,8755	5,32530
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,7051	2,2911	22,9110	43,5309	45,8220	43,53090	34,3665	20,61990
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00005	0,0005	0,0010	0,0010	0,00097	0,00075	0,00047
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	8,7015	8,3919	83,9190	159,4461	167,8380	159,4461	125,8785	75,5271
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,00190	0,00150	0,00090
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,00190	0,00150	0,00090
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,0000166	0,0000167	0,0001720	0,0003038	0,000334	0,0003238	0,000263	0,0001518
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,1659	0,1499	1,4990	2,8481	2,9980	2,8481	2,2485	1,3491
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,0053	0,00001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0004	0,000157	0,0016	0,0030	0,0031	0,0030	0,0024	0,0014
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	4,26464	4,14405	41,4405	78,7370	82,8810	78,7370	62,1608	37,2965
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,6235	0,0853	0,8530	1,6207	1,7060	1,6207	1,2795	0,7677
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,2133	0,0769	0,7690	1,4611	1,5380	1,4611	1,1535	0,6921
3123	Кальция хлорид				0,05		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,0009
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,0009
	В С Е Г О :						29,9327076	27,9445737	279,445772	530,9470038	558,891434	530,9469938	419,168813	251,5012218

Таблица 7.9 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 4

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выбросы веществ по годам разработки, т/год					
									2024	2025	2026	2027	2028	2029
							1 скважина		10 скв.	19 скв.	21 скв.	27 скв.	22 скв.	16 скв.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,0405	0,0014	0,0140	0,0266	0,0294	0,0378	0,0308	0,0224
0126	Калий хлорид		0,3	0,1		4	0,0533	0,0004	0,0040	0,0076	0,0084	0,0108	0,0088	0,0064
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,0009	0,00011	0,0011	0,0021	0,0023	0,0030	0,0024	0,0018
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,0107	0,0004	0,0040	0,0076	0,0084	0,0108	0,0088	0,0064
0152	Натрий хлорид		0,5	0,15		3	0,0533	0,00004	0,0004	0,0008	0,0008	0,0011	0,0009	0,0006
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0021	0,0027	0,0022	0,0016
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	10,65604	10,50396	105,0396	199,5752	220,5832	283,60690	231,0871	168,0634
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,72855	1,70668	17,0668	32,4269	35,8403	46,08040	37,5470	27,3069
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,693171	0,5917	5,9170	11,2423	12,4257	15,97590	13,0174	9,4672
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,7051	2,2911	22,9110	43,5309	48,1131	61,85970	50,4042	36,6576
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00005	0,0005	0,0010	0,00103	0,00131	0,00106	0,00078
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	8,7015	8,3919	83,9190	159,4461	176,2299	226,5813	184,6218	134,2704
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0021	0,0027	0,0022	0,0016
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0021	0,0027	0,0022	0,0016



0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,0000166	0,0000167	0,0001720	0,0003038	0,0003542	0,0004554	0,000364	0,000271
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,1659	0,1499	1,4990	2,8481	3,1479	4,0473	3,2978	2,3984
1580	Лимонная кислота		0,1			3	0,0053	0,00001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0003	0,0002	0,0002
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,0004	0,000157	0,0016	0,0030	0,0033	0,0042	0,0035	0,0025
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		1			4	4,26464	4,14405	41,4405	78,7370	87,0250	111,8894	91,1692	66,3048
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,6235	0,0853	0,8530	1,6207	1,7913	2,3031	1,8766	1,3648
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,2133	0,0769	0,7690	1,4611	1,6149	2,0763	1,6918	1,2304
3123	Кальция хлорид				0,05		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0021	0,0027	0,0022	0,0016
3153	Натрий гидрокарбонат				0,1		0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0021	0,0027	0,0022	0,0016
	В С Е Г О :						29,9327076	27,9445737	279,445772	530,9470038	586,8359842	754,5035654	614,780724	447,113251

Таблица 7.10 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	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	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							на 1 единицу оборудования		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,01410	0,4429	0,0423	1,3287	0,2115	6,6435	0,1551	2,6574	0,0846	2,6574	0,01410	0,4429
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,00230	0,0720	0,0069	0,2160	0,0345	1,0800	0,0253	0,4320	0,0138	0,4320	0,00230	0,0720
0330	Сера диоксид (S16)		0,5	0,05		3	0,00030	0,0077	0,0009	0,0231	0,0045	0,1155	0,0033	0,0462	0,0018	0,0462	0,00030	0,0077
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000205	0,000205	0,0001	0,0020	0,0003	0,003805	0,00006	0,0016	0,00004	0,0016	0,00001	0,0004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,00980	0,3088	0,0294	0,9264	0,1470	4,6320	0,10780	1,8528	0,0588	1,8528	0,00980	0,3088
0410	Метан				50		0,28360	0,3091	0,8508	0,9273	4,2540	4,6365	3,1196	1,8546	1,7016	1,8546	0,28360	0,3091
0415	Углеводороды предельные C1-C5				50		0,24450	0,1887	0,0580	1,8220	0,3489	3,4683	0,0696	1,4576	0,0464	1,4576	0,01160	0,3644
0416	Углеводороды предельные C6-C10				30		0,09040	0,0698	0,0210	0,6740	0,1282	1,2830	0,0252	0,5392	0,0168	0,5392	0,00420	0,1348
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00123	0,00093	0,0003	0,0090	0,00177	0,01713	0,00036	0,0072	0,00024	0,0072	0,00006	0,0018
0616	Ксилол		0,2			3	0,000409	0,00031	0,0001	0,0030	0,00057	0,00571	0,00011	0,0024	0,00007	0,0024	0,00002	0,0006
0621	Толуол		0,6			3	0,00072	0,00062	0,0002	0,0060	0,00108	0,01142	0,00024	0,0048	0,00016	0,0048	0,00004	0,0012
	В С Е Г О :						0,647564	1,401065	1,01	5,9375	5,13232	21,896865	3,50667	8,8558	1,92431	8,8558	0,32603	1,6437

Таблица 7.11 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	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	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							на 1 единицу оборудования		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,01410	0,4429	0,0282	0,8858	0,2115	6,64350	0,2256	5,7577	0,1833	5,7577	0,1833	0,0987
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,00230	0,0720	0,0046	0,1440	0,0345	1,08000	0,0368	0,9360	0,0299	0,9360	0,0299	0,0161
0330	Сера диоксид (S16)		0,5	0,05		3	0,00030	0,0077	0,0006	0,0154	0,0045	0,11550	0,0048	0,1001	0,0039	0,1001	0,0039	0,0021
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000205	0,000205	0,0001	0,0020	0,0005	0,00381	0,0005	0,00381	0,0001	0,0038	0,00009	0,003400
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,00980	0,3088	0,0196	0,6176	0,1470	4,63200	0,1568	4,01440	0,1274	4,0144	0,1274	0,0686
0410	Метан				50		0,28360	0,3091	0,5672	0,6182	4,2540	4,6365	4,5376	4,01830	3,6868	4,0183	3,6868	1,9852
0415	Углеводороды предельные C1-C5				50		0,24450	0,1887	0,0580	1,8220	0,5876	3,4748	0,5876	3,47480	0,1102	3,4618	0,0986	0,0464
0416	Углеводороды предельные C6-C10				30		0,09040	0,0698	0,0210	0,6740	0,2165	1,2854	0,2165	1,28540	0,0399	1,2806	0,0357	0,0168
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00123	0,00093	0,0003	0,0090	0,00297	0,01716	0,00297	0,01716	0,00057	0,0171	0,00051	0,00024
0616	Ксилол		0,2			3	0,000409	0,00031	0,0001	0,0030	0,00097	0,00572	0,00097	0,00572	0,00017	0,0057	0,00015	0,00007
0621	Толуол		0,6			3	0,00072	0,00062	0,0002	0,0060	0,00178	0,01144	0,00178	0,01144	0,00038	0,0114	0,00034	0,00016
	В С Е Г О :						0,647564	1,401065	0,6999	4,797	5,46182	21,90583	5,77192	19,62483	4,18262	19,6069	4,16669	19,1037

Таблица 7.12 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 3

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	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	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
							на 1 единицу оборудования		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,01410	0,4429	0,0282	0,8858	0,1974	6,2006	0,2115	6,6435	0,1833	5,7577	0,1410	4,4290	0,1128	3,5432
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,00230	0,0720	0,0046	0,1440	0,0322	1,0080	0,0345	1,0800	0,0299	0,9360	0,0230	0,7200	0,0184	0,5760
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	0,00030	0,0077	0,0006	0,0154	0,0042	0,1078	0,0045	0,1155	0,0039	0,1001	0,0030	0,0770	0,0024	0,0616
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000205	0,000205	0,0001	0,0020	0,0003	0,003805	0,0003	0,00401	0,0005	0,00381	0,00008	0,0030	0,00005	0,0018
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,00980	0,3088	0,0196	0,6176	0,1372	4,3232	0,1470	4,6320	0,1274	4,0144	0,0980	3,0880	0,0784	2,4704
0410	Метан				50		0,28360	0,3091	0,5672	0,6182	3,9704	4,3274	4,2540	4,6365	3,6868	4,0183	2,8360	3,0910	2,2688	2,4728
0415	Углеводороды предельные C1-C5				50		0,24450	0,1887	0,0580	1,8220	0,3489	3,4683	0,3547	3,6505	0,5876	3,4748	0,0870	2,7330	0,0522	1,6398
0416	Углеводороды предельные C6-C10				30		0,09040	0,0698	0,0210	0,6740	0,1282	1,2830	0,1303	1,3504	0,2165	1,2854	0,0315	1,0110	0,0189	0,6066
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00123	0,00093	0,0003	0,0090	0,00177	0,01713	0,0018	0,01803	0,00297	0,01716	0,00045	0,0135	0,00027	0,0081
0616	Ксилол		0,2			3	0,000409	0,00031	0,0001	0,0030	0,00057	0,00571	0,00058	0,00601	0,00097	0,00572	0,00014	0,0045	0,00008	0,0027
0621	Толуол		0,6			3	0,00072	0,00062	0,0002	0,0060	0,00108	0,01142	0,00110	0,01202	0,00178	0,01144	0,00030	0,0090	0,00018	0,0054
	В С Е Г О :						0,647564	1,401065	0,6999	4,797	4,82222	20,756365	5,14028	22,14847	4,84162	19,62483	3,22047	15,179	2,55248	11,3884

Таблица 7.13 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 4

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	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	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
							на 1 единицу оборудования		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,01410	0,4429	0,0423	1,3287	0,2256	7,0864	0,2538	6,6435	0,2115	6,6435	0,2397	7,5293	0,1128	3,5432
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,00230	0,0720	0,0069	0,2160	0,0368	1,1520	0,0414	1,0800	0,0345	1,0800	0,0391	1,2240	0,0184	0,5760
0330	Сера диоксид (516)		0,5	0,05		3	0,00030	0,0077	0,0009	0,0231	0,0048	0,1232	0,0054	0,1155	0,0045	0,1155	0,0051	0,1309	0,0024	0,0616
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000205	0,000205	0,0001	0,0020	0,0003	0,003805	0,00051	0,00541	0,00054	0,00541	0,00011	0,00440	0,00008	0,00320
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,00980	0,3088	0,0294	0,9264	0,1568	4,9408	0,1764	4,6320	0,1470	4,6320	0,1666	5,2496	0,0784	2,4704
0410	Метан				50		0,28360	0,3091	0,8508	0,9273	4,5376	4,9456	5,1048	4,6365	4,2540	4,6365	4,8212	5,2547	2,2688	2,4728
0415	Углеводороды предельные C1-C5				50		0,24450	0,1887	0,0580	1,8220	0,3489	3,4683	0,5992	4,9324	0,6340	4,9324	0,1276	4,0084	0,0928	2,9152
0416	Углеводороды предельные C6-C10				30		0,09040	0,0698	0,0210	0,6740	0,1282	1,2830	0,2207	1,8246	0,2333	1,8246	0,0462	1,4828	0,0336	1,0784
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00123	0,00093	0,0003	0,0090	0,00177	0,01713	0,00303	0,02436	0,00321	0,02436	0,00066	0,0198	0,00048	0,0144
0616	Ксилол		0,2			3	0,000409	0,00031	0,0001	0,0030	0,00057	0,00571	0,00099	0,00812	0,00104	0,00812	0,00020	0,0066	0,00014	0,0048
0621	Толуол		0,6			3	0,00072	0,00062	0,0002	0,0060	0,00108	0,01142	0,00182	0,01624	0,00194	0,01624	0,00044	0,0132	0,00032	0,0096
	В С Е Г О :						0,647564	1,401065	1,01	5,9375	5,44242	23,037365	6,40805	23,91863	5,52553	23,91863	5,44691	24,9237	2,60822	13,1496

7.2.4 Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения

На основании анализа планируемых работ были выявлены основные источники выбросов ЗВ при строительстве скважин и проектируемых сооружений в процессе разработки месторождения Асар по вариантам.

В результате проведенного анализа выявлено, что с экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным является вариант №4, который предполагает наибольший выброс загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

7.2.5 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов

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 вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» (Астана, 2014 г.).

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы проводится на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 4.0, в котором реализованы основные зависимости и положения "Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки" (Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий).

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят расчетный прямоугольник размером 12400*7600 м, с шагом сетки 200 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения



технологического оборудования. 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.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные значения концентраций загрязняющих веществ, установленные по результатам фоновых исследований, проведенных на границе санитарно-защитной зоны месторождений Жетыбайской группы согласно «Отчету по экологическому мониторингу на объектах ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» за 4 квартал 2023 г.» (таблица 7.14).

Таблица 7.14 - Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождений Жетыбайской группы

Загрязняющее вещество	Средние концентрации, мг/м ³
Азота диоксид	0,07
Азота оксид	0,05
Сера диоксид	0,065
Углерод оксид	0,5
Метан	0,655
Углеводороды C1-C5	0,652
Углеводороды C6-C10	0,459
Углеводороды C12-C19	0,085

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в районе месторождения Асар приведены в таблице 7.15.

Таблица 7.15 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	30
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-8
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10.0
СВ	14.0
В	28.0
ЮВ	18.0
Ю	6.0
ЮЗ	5.0
З	8.0
СЗ	11.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,6
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	24,0

Действующие метеопосты «Казгидромет» в районе месторождения Асар отсутствуют (см. Приложение 6).

Расчет рассеивания произведен по рекомендуемому варианту разработки, с учетом максимальных выбросов на 2026 год. При проведении расчетов учтена одновременность проведения операций.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 7.16.



Таблица 7.16- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	10,8489	0,469646	0,002176	0,002056	0,314244	0,002623
0126	Калий хлорид (301)	19,0369	3,087903	0,00465	0,004324	0,740568	0,005841
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	9,6435	1,173924	0,001945	0,001787	0,995607	0,002357
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	38,2167	16,75939	0,050566	0,047922	7,484464	0,065283
0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	11,4221	1,852742	0,00279	0,002595	0,444341	0,003504
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	3,786	0,614104	0,000925	0,00086	0,14728	0,001162
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,7969	0,406955	0,038278	0,032234	0,518797	0,046626
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	5,0264	1,078696	0,025617	0,018379	1,413635	0,031458
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	2,8835	0,515395	0,034073	0,031802	0,401321	0,040599
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,2678	0,243574	0,006357	0,005354	0,89386	0,007653
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,215	0,148708	0,019379	0,017795	0,193828	0,023034
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,5357	0,324141	0,000767	0,000722	0,295139	0,000973
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,1607	0,044022	0,000042	0,000039	0,037335	0,000052
0410	Метан (727*)	0,5413	0,307594	0,001567	0,001441	0,284417	0,00201
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,5449	0,044377	0,001147	0,000965	0,170679	0,001378
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,3349	0,027357	0,000707	0,000595	0,105223	0,000849
0602	Бензол (64)	0,4581	0,035835	0,000942	0,000789	0,143018	0,001132
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2236	0,01705	0,000458	0,00038	0,07149	0,00055
0621	Метилбензол (349)	0,1392	0,011177	0,000287	0,000243	0,041729	0,000344
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	1,5331	0,39245	0,00978	0,006564	0,51772	0,012058
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	1,02	0,309583	0,028835	0,024155	0,409359	0,035202
1580	2-Гидроксипропан-1,2,3- трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	1,893	0,830138	0,002554	0,002374	0,370726	0,003234
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,2857	0,018659	0,000346	0,000203	0,083523	0,000435
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	10,3766	0,978511	0,050569	0,045358	2,26583	0,059268
3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	45,71	7,414443	0,011164	0,010383	1,778197	0,014024
3123	Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	11,3579	1,842313	0,002774	0,00258	0,44184	0,003485



7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

3153	Натрий гидрокарбонат (Натрий карбонат однозамещенный) (875*)	5,6789	0,921157	0,001387	0,00129	0,22092	0,001742
6037	0333 + 1325	4,2878	0,265507	0,037231	0,033317	0,89386	0,044348
6041	0330 + 0342	3,4192	0,527852	0,031455	0,027592	0,385352	0,038155
6044	0330 + 0333	6,1513	0,511725	0,039166	0,036028	0,893914	0,046574
6359	0342 + 0344	0,6965	0,368163	0,000808	0,000761	0,332474	0,001025

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Ст - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК_{мр}) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{мр}(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_{сс}.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДК_{мр}.

7.2.6 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1ПДК на границе санитарно-защитной зоны и ближайшей жилой зоны ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:

$$C_p + C_{ф} < \text{ПДК}.$$

Максимальная приземная концентрация 0,0506ПДК на границе СЗЗ наблюдается по алканам С12-19. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха в точке максимума вносят дизель-генераторы при бурении скважин.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Приведенные расчеты показывают, что проектируемые работы не окажут существенного воздействия на качество атмосферного воздуха в данном районе ввиду локального характера воздействия источников выбросов.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций ЗВ и карты-схемы изолиний расчетных концентраций приведены в Приложении 3 к данному проекту.

Результаты расчета риска для здоровья населения при реализации намечаемой деятельности представлены в Приложении 7.

7.2.7 Уточнение размера санитарно-защитной зоны, области воздействия

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.



Согласно вышеуказанным санитарным правилам «для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс».

Согласно санитарной классификации производственных и других объектов (раздел 3 п.11 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), месторождение Асар относится к **I классу опасности с размером СЗЗ 1000 м**.

Письмо от Департамента Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Мангистауской области от 07.11.2013 г. №4071, подтверждающее установленный размер СЗЗ для месторождения Асар АО «Мангистаумунайгаз» - **1000 м**, представлено в приложении 8.

Добыча нефти и газа на месторождении Асар согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК относится к I категории.

Для ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» определена **I категория** объекта (Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданное РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» от 06.09.2021 г.).

По результатам проведенных расчетов корректировка размера установленной санитарно-защитной зоны не производится.

На месторождении Асар отсутствуют населенные пункты. На территории СЗЗ предприятия отсутствуют зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов.

Расчетные приземные концентрации от всех проектируемых источников по всем выбрасываемым в атмосферу веществам в расчетном прямоугольнике не превышают ПДК. Соответственно область воздействия в результате проведенных расчетов не превышает размеры установленной СЗЗ.

Граница области воздействия объекта построена на картах-схемах изолиний приземных концентраций (приложение 3).

7.4 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух. Внедрение малоотходных и безотходных технологий

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 автотранспорта на соответствия требованиям технического регламента;
- пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
- 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.

Эксплуатацию автотранспортных и иных передвижных средств необходимо осуществлять с учетом требований ст.208 ЭК РК.

Накопление отходов, которые могут быть источником загрязнения атмосферного воздуха, производить в специально оборудованных местах с применением специальных сооружений, установок и оборудования, соответствующих требованиям ст. 209 ЭК РК.

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий. При добыче нефти на месторождении Асар 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 Асар, 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 допустимых выбросов (НДВ) 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 и на устьевых подогревателях, 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.

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 Асар 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 НДВ также предусмотрены мероприятия по уменьшению объемов выбросов и снижению приземных концентраций и составлены «Планы мероприятий по снижению выбросов ЗВ с целью достижения нормативов НДВ».

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 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 строительства.

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 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.

7.5 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

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 строительства скважин;
- 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.

7.6 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта.

Косвенное воздействие связано с возможностью сухого осаждения выбросов загрязняющих веществ на почвенный покров и водные объекты, а также в последующем вымывания ее атмосферными осадками и загрязнение более глубоких почвенных горизонтов и подземных вод. Например, оксиды азота и оксиды серы, взаимодействуя с атмосферной влагой, могут образовывать кислотные дожди, но так как природно-климатическая зона размещения предприятия относится к пустыням с недостаточным увлажнением, то такое воздействие маловероятно. Оксиды азота участвуют в формировании фотохимического смога, но такое явление маловероятно, так как район размещения проектируемого объекта характеризуется равнинным рельефом местности с малоэтажной застройкой и среднегодовой скоростью ветра 4-5 м/с, что не обеспечивает условий для формирования смога. Наличие такого ветрового потенциала способствует лучшему рассеиванию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Косвенные воздействия от загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования идентичны.

К косвенным воздействиям от загрязнения атмосферного воздуха на стадии строительства и эксплуатации отнесены:

- загрязнение почвенного покрова в результате осаждения атмосферных примесей за/в пределах месторождения;
- загрязнение растительности в результате осаждения атмосферных примесей за/в пределах месторождения.

Кумулятивное воздействие является результатом воздействия на атмосферный воздух проектируемого объекта и других существующих объектов, осуществляемых деятельность на данной территории.

Кумулятивное воздействие оценено при расчете рассеивания загрязняющих веществ с учетом базового антропогенного фона

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта. Учитывая расположение источников воздействия на атмосферный воздух на достаточном расстоянии от жилых зон, достаточно высокую способность атмосферы к самоочищению, качество атмосферного воздуха в районе планируемых работ практически сохранится на прежнем уровне.

Трансграничное воздействие

Трансграничное воздействие на атмосферный воздух при разработке месторождения Асар отсутствует, так как ближайшая государственная граница с Туркменистаном находится на расстоянии 130 км, а побережье Каспийского моря на расстоянии 60 км.



Влияние выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации будет носить местный характер (до 100 км²) и не приведет к каким-либо трансграничным воздействиям.

Значительных воздействий, создаваемых осаждением азота и выходящих за пределы государственной границы, также не ожидается.

Таким образом, трансграничных воздействий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от реализации проекта не предвидится.

При оценке существенности воздействия на атмосферный воздух 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 временными и не окажут существенного воздействия 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, печи подогрева, продувочные свечи.

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 необратимого воздействия на состояние атмосферного воздуха.

В целом, прямое воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта разработки месторождения с учетом пространственных, временных параметров и параметров интенсивности воздействия оценивается следующим образом:

Таблица 7.17- Оценка воздействия на атмосферный воздух

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		



Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 12-24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии *«средней значимости»* изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.



8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

Район расположения характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. На территории месторождения Асар постоянные водоемы и водотоки отсутствуют.

Ближайший поверхностный водный объект – Каспийское море находится на расстоянии более 80 км от месторождения Асар.

Территория месторождения Асар не входит в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м.

Грунтовые воды залегают на глубине от 2,7 до 28,4 м, к югу на 70-80 м.

Основным гидрогеологическим элементом рассматриваемого района является Южно-Мангышлакский артезианский бассейн. Северной границей бассейна служат горно-складчатые сооружения Центрально-Мангышлакской системы дислокаций, а южной – Карабогазский свод. Западная и восточная границы принимаются несколько условно в рамках одноименного прогиба.

В разрезе мезокайнозойских отложений Южного Мангышлака (как артезианского бассейна) выделяются три гидрогеологических этажа – меловой, юрский и триасовый.

В разрезе меловых отложений выделяются 2 водоносных комплекса альб-сеноманский и неокомский. Они приурочены к мощным хорошо выраженным пачкам песчаников, разделенных глинистыми прослоями различной мощности. Пластовые воды меловых отложений относятся к сульфат-натриевому и гидрокарбонат-натриевому типам.

Воды альб-сеноманского комплекса характеризуются сравнительно низкой минерализацией (10-15 г/л). Минерализация неокомских вод выше альб-сеноманских и составляет несколько десятков г/л.

Пластовые воды юрского комплекса пород представлены сильно минерализованными хлоркальциевыми рассолами. Общая минерализация их 150-170 г/л. Содержание хлора составляет 2700-2800 мг-экв/л, что заметно превышает содержание щелочных металлов (около 2100 мг-экв/л). Среди щелочных металлов преобладает натрий, содержание калия не превышает 1%.

Важную роль играют щелочноземельные металлы. Так, содержание кальция достигает 550-450 мг-экв/л, магния – 150-170 мг-экв/л. Среди анионов обращает на себя внимание очень малое содержание сульфатов (десятые и сотые доли мг-экв/л) и гидрокарбонатов (до 2-3 мг-экв/л).

Воды юрских горизонтов содержат сравнительно большие концентрации брома (400-500 мг-экв/л) и йода – порядка 6-8 мг-экв/л. Кроме того, в водах присутствует бор, аммоний и ряд других компонентов. Плотность юрских вод, приведенных к 20⁰С, незначительно нарастает с глубиной от 1,108 г/см³ до 1,112 г/см³.

Гидрохимический облик триасового водоносного этажа ничем не отличается от контактирующего с ним юрского. Идентичность параметров смежных водонапорных систем вполне допускает отсутствие региональных экранов между ними.

К триасу приурочены высокоминерализованные хлормagneиевые воды с общей минерализацией 91539,9 – 13229,0 мг/л. Воды почти бессульфатные, отмечается заметное преобладание хлора (55844, 85783 мг/л) над щелочными элементами. Содержание магния от 1149,1 до 610 мг-экв/л. Плотность пластовых вод триасового комплекса составляет 1,0734-1,1120 г/см³ при 20⁰С. Воды триасовых отложений газонасыщены (450-2000 см³/л).



Концентрация углеводов составляет 80-90%, тяжелых углеводов 5-6%, гелия до 0,31%.

Загрязнение подземных вод при строительстве запроектированных скважин возможно в случае нарушения герметичности за колонного пространства, поглощении промывочной жидкости цементных растворов, нефтефонтанирования, при перетоках нефти и или пластовых минерализованных вод из нижележащих в вышележащие и наоборот. Поэтому огромное значение для предотвращения попадания нефтепродуктов в подземные водоносные горизонты имеют конструкция скважины, обеспечивающая разобщение продуктивных пластов с водоносными, и качество цементирования колонн, герметично перекрывающих горизонты.

8.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности. Требования к качеству используемой воды

Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки месторождения Асар обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Снабжение питьевой водой осуществляется также за счет привозной бутилированной воды.

Для технического водоснабжения служат скважины, пробуренные на альб-сеноманский водоносный горизонт, а также за счет водовода морской воды Актау-Жетыбай-Узень. Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд производственных объектов АО «ММГ» используется вода техническая - волжская вода, поступающая с трубопровода ТОО «Магистральный водовод» по договору, а также с ТОО «Турмыс Сервис» по договору.

Обеспечение водой производственных подразделений месторождения осуществляется по отдельным водоводам питьевой и технической воды. Водопроводные сети технической воды, используемой для производственных целей, совмещены с противопожарным водопроводом.

На месторождении действуют системы:

- хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- производственного водоснабжения.

Вода технического качества на площадке строительства скважины используется:

- 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.

Схема хозяйственно-бытового и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд должна соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе,



эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

Приводимая далее оценка воздействия на состояние водных ресурсов основывается на данных материалов проектов-аналогов - ОВОС к «Индивидуальному техническому проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины № 260 проектной глубиной 2203,65 м на месторождении Асар» (Заключение ГЭЭ и Разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории № KZ23VCZ01305500 от 06.09.2021 г.)

8.1.1 Водопотребление

1) Расчет норм водопотребления и водоотведения при строительстве 1-й скважины

Расчет питьевой воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины

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.

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:

$$5 \text{ л} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,08 * 3,0 \text{ сут.} = 0,240 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при СМР:

Расход воды для 20 человек:

$$5 \text{ л} * 20 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,100 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,10 * 4,0 \text{ сут.} = 0,40 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при бурении и креплении:

Расход воды для 16 человек:

$$5 \text{ л} * 16 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,080 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,08 * 34,5 \text{ сут.} = 2,76 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при испытании:

Расход воды для 12 человек:

$$5 \text{ л} * 12 \text{ чел} * 10^{-3} = 0,060 \text{ м}^3/\text{сут.} \text{ или } 0,06 * 11 \text{ сут.} = 0,66 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл.}$$

Суммарный расход питьевой воды на питьевые нужды составляет:

$$0,080 + 0,100 + 0,080 + 0,060 = \mathbf{0,32 \text{ м}^3/\text{сут.}}$$

$$0,240 + 0,400 + 2,760 + 0,660 = \mathbf{4,060 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$

Норма расхода воды на хоз-бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- бытовые нужды - 500 л;
- душевая сетка – 2 места.

Расчет объема воды при подготовительных работах:

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут.} \text{ или } 1,000 * 3 \text{ сут.} = 3,0 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при СМР:

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 4 \text{ сут.} = 4,0 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при бурении и креплении:

$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 34,5 \text{ сут.} = 34,5 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при испытании:



$$500 \text{ л} * 2 * 10^{-3} = 1,000 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,000 * 11 \text{ сут.} = 11,0 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}.$$

Суммарный расход воды на бытовые нужды (душевая сетка) составляет:

$$1,0 + 1,0 + 1,0 + 1,0 = \mathbf{4,0 \text{ м}^3/\text{сут.}}$$

$$3,0 + 4,0 + 34,5 + 11,0 = \mathbf{52,5 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$

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:

$$12 * 5 \text{ ед.} * 16 \text{ чел.} * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,960 * 3 \text{ сут.} = 2,88 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при СМР:

Расход воды для 20 человек:

$$12 * 5 * 20 * 10^{-3} = 1,200 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 1,200 * 4 \text{ сут.} = 4,8 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при бурении и креплении:

Расход воды для 16 человек:

$$12 * 5 * 16 * 10^{-3} = 0,960 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,960 * 34,5 \text{ сут.} = 33,12 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при испытании:

Расход воды для 12 человек:

$$12 * 5 * 12 * 10^{-3} = 0,720 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,720 * 11 \text{ сут.} = 7,92 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}.$$

Суммарный расход питьевой воды на столовую составляет:

$$0,960 + 1,200 + 0,960 + 0,720 = \mathbf{3,840 \text{ м}^3/\text{сут.}}$$

$$2,88 + 4,8 + 33,12 + 7,92 = \mathbf{48,720 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл}}$$

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:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,320 * 3 \text{ сут.} = 0,960 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при СМР:

Расход воды для 20 человек:

$$40 * 0,5 * 20 * 10^{-3} = 0,400 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,400 * 4 \text{ сут.} = 1,6 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при бурении и креплении:

Расход воды для 16 человек:

$$40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,320 * 34,5 \text{ сут.} = 11,040 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Расчет объема воды при испытании:

Расход воды для 12 человек:

$$40 * 0,5 * 12 * 10^{-3} = 0,240 \text{ м}^3/\text{сут} \text{ или } 0,240 * 11 \text{ сут.} = 2,64 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл};$$

Суммарный расход воды на прачечную составляет:

$$0,320 + 0,400 + 0,320 + 0,240 = \mathbf{1,280 \text{ м}^3/\text{сут.}}$$

$$0,960 + 1,6 + 11,04 + 2,64 = \mathbf{16,240 \text{ м}^3/\text{скв}/\text{цикл.}}$$

Расчёт норм водопотребления и водоотведения при строительстве скважины представлен в таблице 8.1.



Таблица 8.1 – Расчет водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины

Потребитель	Ед. изм	Кол-во, чел	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл
Питьевые нужды	Место	12-20	5	0,32	4,06	0,32	4,06
Бытовые нужды, душевая	Сетка	12-20	500	4	52,5	4	52,5
Столовая	Усл. блюдо	12-20	12	3,84	48,72	3,84	48,72
Прачечная	1 кг сухого белья	12-20	40	1,28	16,24	1,28	16,24
Всего				9,44	121,52	9,44	121,52
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,472	6,076	0,472	6,076
Итого:	-	-	-	9,912	127,596	9,912	127,596

Расчет потребности воды, используемой на технические нужды при строительстве 1-й скважины

1. Расход воды, используемой в качестве:

- основы жидкости освоения – **44,27 м³**,
- для смены жидкости освоения на воду и промывки (2 цикла) – **52,24 м³**

2. Расход волжской воды, используемой для приготовления бурового раствора – **315,331 м³**.

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:

$$3 \text{ т} * 3,0 \text{ сут.} * 158/365 = 3,896 \text{ т (м³)}.$$

Расход воды при бурении и креплении составит:

$$3 \text{ т} * 34,5 \text{ сут.} * 158/365 = 44,803 \text{ т (м³)}$$

Расход воды при испытании составит:

$$3 \text{ т} * 11,0 \text{ сут.} * 158/365 = 14,285 \text{ т (м³)}.$$

где: 158 – продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

Общий расход воды для котельной составит:

$$3,896 + 44,803 + 14,285 = \mathbf{62,984 \text{ т (м³)}}$$

4. Для соблюдения правил по технике безопасности на территории площадки бурения предусматривается наличие противопожарного запаса волжской воды на случай аварийной ситуации в количестве **50,0 м³**.

5. Расход волжской воды, используемой для приготовления цементного раствора, составит **87,4 м³**.

Общая потребность в пресной и технической воде при строительстве 1-й скважины представлена в таблице 8.2.

Таблица 8.2- Общее водопотребление при строительстве 1-й скважины

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м³/цикл
Питьевая вода, в том числе:	127,596
- на хоз-бытовые нужды	127,596
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225
- основа жидкости освоения	44,270
- для смены жидкости освоения на воду и промывки (2 цикла)	52,240
- для приготовления бурового раствора	315,331



8.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

- на нужды котельной в зимнее время	62,984
- на противопожарные нужды	50,000
- для приготовления цементного раствора	87,400
Всего	739,821

Водопотребление на противопожарные нужды, на нужды котельной, для приготовления цементного раствора является *безвозвратным*.

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся на дальнейшую их утилизацию согласно заключенному договору.

Общая потребность в пресной и технической воде при строительстве скважин по Вариантам №1, 2, 3 и 4 представлена в таблицах 8.3-8.6.

2) Расчет расхода воды, используемой при эксплуатации вновь вводимого оборудования

При эксплуатации вновь вводимого оборудования – устьевых подогревателей УН-0,2МЗ для подпитки системы используется техническая вода. Объемы водопотребления по вариантам разработки №1, 2, 3, 4 представлены в таблицах 8.7-8.10.

Водопотребление на печи подогрева и устьевые подогреватели является *безвозвратным*.



8.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

Таблица 8.3 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №1

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м³/цикл	2024 г. (10 скважин)	2025 г. (19 скважин)	2026 г. (12 скважин)	2027 г. (8 скважин)	2028 г. (2 скважины)
Питьевая вода, в том числе:	127,596	1275,96	2424,324	1531,152	1020,768	255,192
- на хоз-бытовые нужды	127,596	1275,96	2424,324	1531,152	1020,768	255,192
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225	6122,250	11632,275	7346,7	4897,800	1224,45
- основа перфорационной жидкости	44,270	442,700	841,130	531,240	354,160	88,540
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	52,240	522,400	992,560	626,880	417,920	104,480
- для приготовления бурового раствора	315,331	3153,31	5991,289	3783,972	2522,648	630,662
- на нужды котельной в зимнее время	62,984	629,84	1196,696	755,808	503,872	125,968
- на противопожарные нужды	50,000	500,00	950,00	600,00	400,00	100,00
- для приготовления цементного раствора	87,400	874,000	1660,600	1048,800	699,200	174,800
Всего:	739,821	14796,42	14056,599	8877,852	5918,568	1479,642

Таблица 8.4 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м³/цикл	2024 г. (10 скважин)	2025 г. (19 скважин)	2026 г. (19 скважин)	2027 г. (19 скважин)	2028 г. (17 скважин)	2029 г. (8 скважин)
Питьевая вода, в том числе:	127,596	1275,960	2424,324	2424,324	2424,324	2169,132	1020,768
- на хоз-бытовые нужды	127,596	1275,960	2424,324	2424,324	2424,324	2169,132	1020,768
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225	6122,250	11632,275	11632,275	11632,275	10407,825	4897,8
- основа перфорационной жидкости	44,270	442,700	841,130	841,130	841,130	752,590	354,160
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	52,240	522,400	992,560	992,560	992,560	888,080	417,920
- для приготовления бурового раствора	315,331	3153,310	5991,289	5991,289	5991,289	5360,627	2522,648
- на нужды котельной в зимнее время	62,984	629,840	1196,696	1196,696	1196,696	1070,728	503,872
- на противопожарные нужды	50,000	500,00	950,00	950,00	950,0	850	400
- для приготовления цементного раствора	87,400	874,000	1660,600	1660,600	1660,600	1485,800	699,200
Всего:	739,821	7398,210	14056,599	14056,599	14056,599	12576,957	5918,568



Таблица 8.5 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №3

Потребитель	Водопотребле- ние на одну скважину, м³/цикл	2024 г. (10 скважин)	2025 г. (19 скважин)	2026 г. (20 скважин)	2027 г. (19 скважин)	2028 г. (15 скважин)	2029 г. (9 скважин)
Питьевая вода, в том числе:	127,596	1275,960	2424,324	2551,920	2424,324	1913,940	1148,364
- на хоз-бытовые нужды	127,596	1275,960	2424,324	2551,920	2424,324	1913,940	1148,364
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225	6122,250	11632,275	12244,500	11632,275	9183,375	5510,025
- основа перфорационной жидкости	44,270	442,700	841,130	885,400	841,130	664,050	398,430
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	52,240	522,400	992,560	1044,800	992,560	783,600	470,160
- для приготовления бурового раствора	315,331	3153,310	5991,289	6306,620	5991,289	4729,965	2837,979
- на нужды котельной в зимнее время	62,984	629,840	1196,696	1259,680	1196,696	944,760	566,856
- на противопожарные нужды	50,000	500,00	950,00	1000,000	950,000	750,000	450,000
- для приготовления цементного раствора	87,400	874,00	1660,60	1748,000	1660,600	1311,000	786,600
Всего:	739,821	7398,210	14056,599	14796,420	14056,599	11097,315	6658,389

Таблица 8.6 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №4

Потребитель	Водопотребле- ние на одну скважину, м³/цикл	2024 г. (10 скважин)	2025 г. (19 скважин)	2026 г. (21 скважин)	2027 г. (27 скважин)	2028 г. (22 скважин)	2029 г. (16 скважин)
Питьевая вода, в том числе:	127,596	1275,960	2424,324	2679,516	3445,092	2807,112	2041,536
- на хоз-бытовые нужды	127,596	1275,960	2424,324	2679,516	3445,092	2807,112	2041,536
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225	6122,250	11632,275	12856,725	16530,075	13468,950	9795,600
- основа перфорационной жидкости	44,270	442,700	841,130	929,670	1195,290	973,940	708,320
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	52,240	522,400	992,560	1097,040	1410,480	1149,280	835,840
- для приготовления бурового раствора	315,331	3153,310	5991,289	6621,951	8513,937	6937,282	5045,296
- на нужды котельной в зимнее время	62,984	629,840	1196,696	1322,664	1700,568	1385,648	1007,744
- на противопожарные нужды	50,000	500,0	950,0	1050,0	1350,0	1100,0	800,0
- для приготовления цементного раствора	87,400	874,00	1660,60	1835,40	2359,80	1922,80	1398,40
Всего:	739,821	7398,210	14056,599	15536,241	19975,167	16276,062	11837,136



8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

Таблица 8.7 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по варианту №1

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления, м³/год				
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		3	15	11	6	1
Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	7,5	37,50	27,5	15,0	2,5
Итого:		7,5	37,50	27,5	15,0	2,5

Таблица 8.8 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №2

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления, м³/год					
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		2	15	16	13	13	7
Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	5	37,5	40	32,5	32,5	17,5
Итого:		5	37,5	40	32,5	32,5	17,5

Таблица 8.9 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №3

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления, м³/год					
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		2	14	15	13	10	8
Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	5	35	37,5	32,5	25	20
Итого:		5	35	37,5	32,5	25	20

Таблица 8.10 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №4

Потребитель	Водопотребление на одну установку, м3/год	Объем водопотребления, м³/год					
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		3	16	18	15	17	8
Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	7,5	40	45	37,5	42,5	20
Итого:		7,5	40	45	37,5	42,5	20



8.1.2 Водоотведение

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке газа на месторождении Асар сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- хозяйственно-бытовых сточных вод;
- производственных сточных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Хозяйственно-бытовые сточные воды в вахтовом поселке формируются одним потоком из санитарно-гигиенических помещений, душевых сеток, столовых, после мытья посуды, прачечной и пр.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, представлены:

- технологическими сточными водами;
- промывочными;
- ливневыми водами.

Технологические сточные воды формируются от технологических площадок и технологических сооружений, производственных зданий, насосных, при ремонте скважин, от системы охлаждения электродвигателей.

Промывочные воды образуются при зачистке и промывке различных резервуаров, ремонта и опрессовки оборудования, смыва разлитой нефти и утечек от технологического оборудования и т.д.

Ливневые воды формируются при отведении поверхностного стока с технологических площадок при снеготаянии и в период прохождения дождей паводков.

Системы отведения сточных вод

Для отвода сточных вод на производственных объектах месторождения предусмотрены две отдельные системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

Производственные сточные воды собираются в герметичные емкости. Далее из емкостей производственные стоки спец. автотранспортом вывозятся на очистные сооружения по договору со специализированной организацией.

Сброс стоков от санитарных приборов при осуществлении строительства осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

8.1.3 Система поддержания пластового давления

Система ППД объектов Асар месторождения является неотъемлемой частью общей системы нефтедобычи. Поддержание пластового давления путём закачки воды в пласты месторождения организована в 1978 году. Заводнение продуктивных пластов на месторождении осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). В качестве рабочего агента используется альбсеноманская вода, добываемая из 19 водозаборных скважин месторождения. Действующая напорная система транспортировки



и закачки воды в продуктивные пласты, представляет собой разветвленную сеть водоводов различного диаметра (Ø273 мм – для низконапорных водоводов, и Ø150 мм – для высоконапорных). Мощность сооружений систем ППД рассчитывается на максимальный уровень закачки воды, исходя из максимального уровня добычи продукции в пластовых условиях с учётом обоснованного коэффициента компенсации.

В настоящее время система ППД внедрена в 9-ти основных и 2-х возвратных объектах разработки, три объекта (Ю-ПБ 2 блок, Ю-ПА и Ю-ПБ 1 блок) эксплуатируются на естественном режиме истощения, а также 5 объектов не эксплуатируются (таблица 3.2.30). Действующий фонд нагнетательных скважин месторождения насчитывает 60 скважин. Суммарная закачка воды с начала разработки месторождения составляет 24,6 млн. м³. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды на уровне 155%, а накопленная составляет 141,2%.

Таблица 8.11 - Динамика технологических показателей разработки месторождения Асар за 2019-2023гг.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Добыча газа, млн. м ³	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Закачка воды, тыс. м ³	Приемистость, м ³ /сут	Компенсация, %
2019	301,0	987	27,3	9,2	30,1	70	1667,4	134,9	161
2020	293,7	957,5	26,2	8,2	26,8	69	1473,2	100	147
2021	359,8	1027,5	34,9	8	22,7	65	1545	100,2	141
2022	400,1	1091,7	38,4	7,4	20,1	63	1726,2	107,7	148
2023	330,8	917,4	31,6	6,3	17,4	64	1525,2	93,1	155

В целом по месторождению за анализируемый период наблюдается снижение закачки воды с 1667 тыс м³ в 2019 году до 1525 тыс м³ в 2023 году, при этом в 2022 году в пласты закачано максимальный объем воды - 1726 тыс м³. Компенсация отборов жидкости закачкой стабилизируется и в 2023 году составляет 153%.

По разрешению на специальное водопользование №KZ87VTE00082531 от 14.12.2021 года объемы воды, закачиваемой в пласт для целей ППД на месторождениях Жетыбай и Асар, составляют: на 2022-2024 гг. – 10950,0 тыс. м³; на 2025 год – 10044,0 тыс. м³.

Требования и рекомендации к качеству закачиваемых вод

Вода, применяемая для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть стабильной и совместимой с пластовой водой продуктивных горизонтов. Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породами пласта является показателем способности воды к образованию и выделению осадков, которые могут кольматировать фильтр нагнетательных скважин и призабойную зону. Выделение осадков происходит в ходе химических реакций при смешивании вод различного состава и возникновения пересыщенных растворов.

Требования к качеству вод, закачиваемых в пласты для ППД определены в СТ РК 1662-2007 по следующим показателям:

1. Водородный показатель (pH).
2. Фильтрационная характеристика.
3. Совместимость с пластовой водой и породой.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.
5. Содержание нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора.
6. Содержание растворенного кислорода.
7. Набухаемость пластовых глин.



8. Коррозионная активность.
9. Содержание сероводорода.
10. Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ).
11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Вода, закачиваемая в пласт, соответствует основным требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Требования к параметрам воды для ППД по содержанию в ней мехпримесей и нефти приведены в таблице 8.12.

Таблица 8.12 - Физико-химические параметры сточной воды по требованиям СТ РК-1662-2007

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Текущее состояние действующей системы ППД и проектные решения по обустройству объектов системы ППД подробно описаны в разделе 4.7.

Данным проектом рассматриваются 4 варианта по обустройству объектов системы ППД с планом бурения и обустройства новых нагнетательных скважин на месторождении Асар.

Вывод: Предусмотренная проектом система ППД соответствует экологическим требованиям. Закачка пластовых вод согласно п/п.1 п.3 статьи 213 ЭК РК не является сбросом. Нормативы допустимого сброса в таких случаях не устанавливаются.

8.2 Обоснование мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

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 углеводородов 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, могут являться утечи 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 позволят своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Строгое соблюдение принятых технологий работ сведет к минимуму вероятность возникновения аварий, связанных с техногенными факторами.

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 нефтегазопроявлений;
- 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. Опробование скважин 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.

8.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод

В процессе осуществления намечаемой деятельности, с учетом принятых проектных решений и мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод не ожидается. Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено. Поскольку проектируемые работы ведутся на значительном удалении от Каспийского моря (более 80 км), следовательно, воздействие на поверхностные воды исключается.

Таким образом, негативное воздействие на поверхностные воды в процессе проведения проектируемых работ не предполагается.

Таблица 8.13 - Оценка воздействия на поверхностные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
отсутствует		
Вариант 2		
отсутствует		
Вариант 3		
отсутствует		
Вариант 4		
отсутствует		



Строительство добывающих и нагнетательных скважин связано со складированием/ применением на буровых площадках больших объемов потенциально опасных веществ для верхнего горизонта. При должном соблюдении мер, предусматривающих исключение попадания этих веществ/реагентов на поверхность земли, проведение планируемых работ не скажется на состоянии подземных вод и геологической среды.

Принимая во внимание отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, непосредственного *воздействия на подземные воды не ожидается.*

Согласно п.2 ст.216 Кодекса сброс не очищенных до нормативов допустимых сбросов сточных вод в водный объект или на рельеф местности *запрещается.*

Кумулятивное воздействие проектируемых и действующих объектов оценивается как ограниченного масштаба, многолетнее, слабой интенсивности.

Новые объекты согласно проекту разработки месторождения могут оказывать влияние на грунты зоны аэрации и первый от поверхности водоносный горизонт подземных вод. Однако необходимо отметить, что в районе размещения объектов, в силу относительно низких фильтрационных параметров отложений величина и скорость естественных потоков грунтовых вод невысоки, поэтому интенсивность развития подтопления и изменения гидрохимического состава грунтовых вод будет очень слабой.

Воздействие на подземные воды при соблюдении предусмотренных проектом водоохранных мероприятий, оценивается следующим образом:

Таблица 8.14 - Оценка воздействия на подземные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		

Вывод: Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения в процессе разработки месторождения Асар по четырем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим использованием объема потребляемой воды, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2, 3 и 4 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, прокладка водоводов и др.). Между собой варианты



имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №4 который предполагает наибольшее использование объема воды, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом *рекомендуется к реализации Вариант №3*, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.



9. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ

Для территории месторождения Асар свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия.

Проектируемые работы будут проводиться на территории действующего месторождения. Ландшафт данной местности под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений был подвержен механическим изменениям, что привело к возникновению техногенных форм рельефа, оврагообразованию и эрозии.

Анализ типов трансформации ландшафтных комплексов, вследствие строительных и послестроительных нарушений в процессе нефтегазового освоения территории, показывает, что 90% из них возникают в результате механической нагрузки на ландшафты. Рассматриваемая территория имеет растительный покров с весьма низким проективным покрытием. Чтобы не допустить негативной перестройки биоценозов ландшафтов, здесь требуется обратить большое внимание на недопущение движения транспорта вне обустроенных автодорог, а также каких-либо механических нарушений почвенно-растительного слоя за пределами буровых и строительных площадок.

При условии соблюдения технологии обустройства и эксплуатации проектируемых объектов, выполнении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, проведении технической рекультивации нарушенных участков по окончании строительных работ, существенных трансформаций сложившегося природно-антропогенного ландшафта рассматриваемой территории месторождения *не ожидается*.

Кардинальное изменение рельефа при реализации проекта не предусмотрено, общий вид местности значительно *не изменится*.

Таким образом, планируемые работы на месторождении Асар не приведут к масштабной интенсификации экзогенных процессов и необратимым нарушениям рельефа.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на ландшафты, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		



10. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ. ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР

10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель

Проектом планируется проводить работы на землях промышленного назначения на лицензионной территории (лицензия на право пользования недрами серии ГКИ №932 Д (нефть) от 08.12.1997 г. на проведение операций по недропользованию на месторождении Асар, выданное АО «Мангистаумунайгаз», срок действия – 31 год с продлениями), поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Площадь горного отвода – 34,2 км².

Землеотводные документы, имеющиеся у АО «Мангистаумунайгаз»:

- Акт на право временного возмездного (долгосрочного) землепользования (аренды) №0184061 от 05.03.2014г.: кадастровый номер земельного участка: 13-197-017-227, площадь земельного участка – 536,87 га, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья;
- Акт на право временного безвозмездного землепользования №0184141 от 05.03.2014г.: кадастровый номер земельного участка: 13-197-022-006, площадь земельного участка – 342,86 га, целевое назначение земельного участка - для размещения и обслуживания месторождения Асар;
- Акт на право временного возмездного (долгосрочного) землепользования (аренды) №0184818 от 26.03.2014г.: кадастровый номер земельного участка: 13-198-023-285, площадь земельного участка – 468,9 га, целевое назначение земельного участка - для добычи углеводородного сырья;
- Акт на право временного безвозмездного землепользования №0184815 от 26.03.2014г.: кадастровый номер земельного участка: 13-198-023-031, площадь земельного участка – 1572,09 га, целевое назначение земельного участка - для размещения и обслуживания месторождения Асар.

Намечаемая деятельность планируется на территории действующего месторождения Асар, поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района

Территория месторождения Асар располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Подробная характеристика современного состояния почвенно-растительного покрова и животного мира приведена в разделах 1.7, 1.9, 2.3, 2.4.

Общее направление почвообразовательных процессов в пределах участка определяется его приуроченностью к подзоне южных пустынь пустынной зоны, климатические условия которой характеризуются крайней засушливостью и резкой континентальностью.

В условиях гидротермического режима пустыни, накопленные легкорастворимые соли очень слабо промываются, а карбонаты совсем не выносятся. Высокая карбонатность почв объясняется их формированием на сильно известковистых осадочных морских породах (сарматские известняки), уровень карбонатности достигает 94-98%. Материнские породы повсеместно засолены сульфатами кальция, которые залегают с глубины в 30-100 см. В гипсовых прослоях фиксируется значительное количество водно-растворимых солей хлоридно-сульфатного состава. На фоне карбонатности и засоленности почв в условиях



развитого микрорельефа создаются благоприятные предпосылки для образования почвенных комплексов.

Почвы центральной части участка характеризуются высокой степенью засоления, обусловленной неглубоким залеганием гипсовых горизонтов. В структуре почвенного покрова здесь преобладают серо-бурые солонцевато-солончаковые почвы. По склонам увалов залегают серо-бурые эродированные и малоразвитые почвы. Плоскодонные понижения заняты такырами солончаковыми.

Растительный покров территории месторождений Жетыбайской группы 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.

Животный мир представлен фоновыми видами млекопитающих – грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники; пресмыкающихся или рептилий – ящерицы. Фоновые виды орнитофауны представлены несколькими видами каменок, жаворонками, зелеными щурками, а также хищными птицами из отряда соколообразных. Группы относятся к подзоне северных пустынь, имеет типично пустынный облик и относится к Туранскому округу Ирано-Туранской провинции Средиземноморской зоогеографической подобласти.

10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению

Основными загрязнителями почвенного покрова и растительности являются углеводородное сырье, пластовые и сточные воды, отработанные растворы.

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения разработки месторождения Асар. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважин. При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды и нефти происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка ремонтных работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема буровых труб, промывки скважины после спуска буровых 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 специализированным автотранспортом в специализированную компанию на переработку/утилизацию термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК. 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 углеводородами, 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 месторождения. При строительстве объектов промплощадок на месторождении будут преобладать техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова. Такие нарушения хотя и носят локальный характер, но всегда сопровождаются менее сильными, но более значимыми по площади нарушениями почв и растительности на прилегающих территориях.

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 скважин в природные ландшафты могут попадать углеводороды, подземные минерализованные воды, растворы, химические реагенты. Кроме того, территория может загрязняться производственными отходами, бытовым мусором и пр. При этом может наблюдаться вторичное засоление почв, нефтехимическое загрязнение с насыщением почв и образованием битумных кор, загрязнение тяжелыми металлами и даже радионуклидами. Характер загрязнения будет определяться составом углеводородов и пластовых подземных вод.

Восстановление продуктивности почв, засоленных пластовыми 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 углеводородного сырья, необходимо надежно изолировать в специальных хранилищах или использовать в замкнутом цикле для поддержания пластового давления.

Углеводороды могут попадать в природные ландшафты при аварийных ситуациях. Они оказывают ингибирующее влияние на рост и развитие растений. Кроме того, в них присутствуют канцерогены полициклические углеводороды (нафталаны, аценафтен, флюорены, фенанрены, пирены, хризены и бензопирен).

При загрязнении почв углеводородами наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. Наиболее глубоко проникают в почву легкие фракции углеводородов и сильно минерализованные подземные воды.

Углеводороды, попадая на земную поверхность из анаэробной обстановки с замедленными темпами геохимических процессов, оказываются 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 углеводородов. Однако этот процесс нельзя назвать самоочищением, так как нефтепродукты не минерализуются и загрязняют сопряженные ландшафты.

Химические процессы приводят к образованию водорастворимых соединений, асфальтово-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 углеводородоокисляющими микроорганизмами, способными в энергетическом обмене окислять углеводородные субстраты. В умеренно загрязненной почве возрастает численность и активность многих групп микроорганизмов. Параллельно с этим происходит все более глубокое окисление содержащихся в почве углеводов. В южных районах активность микроорганизмов выше, чем в северных, что указывает на зависимость скорости разложения нефтепродуктов от гидрометрических условий территории.

Токсичность углеводов находится в прямой зависимости от их 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 на почвенные микроорганизмы установлено, что при слабой степени загрязнения, когда концентрация углеводов 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 углеводородами ведущая роль принадлежит микроорганизмам. Они используют органические соединения 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 разработке месторождения природные экосистемы будут испытывать очень сильные внешние нагрузки, часто приводящие к не восстановимым изменениям. Влияние 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 скважин может наблюдаться интенсивное вторичное засоление почв за счет растворов, пластовых сильноминерализованных вод, а также выбросов на поверхность засоленных пород. Это будет приводить к образованию вторичных техногенных солончаков.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных углеводородами земель до их нормального функционирования будет происходить замедленно. Показателем нормального функционирования, по М.А. Глазговской, 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 углеводородов в пустынных условиях в значительной степени будет ограничиваться недостатком влаги в почвах, поэтому при проведении комплекса работ необходимо предусматривать искусственное орошение.

Мероприятия по сокращению воздействия на почвы и растительный покров

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 спецавтотранспортом в специализированную компанию на переработку/утилизацию термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов, либо любыми другими методами, разрешенными к применению в РК.

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 работ, 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 сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения цементного раствора, сточных вод и отходов;
- вывоз 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 работ.

Монтаж и демонтаж буровой установки в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения раствора и электродную должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки 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 углеводородного сырья 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.

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;
- сбор отходов в отдельные емкости с последующим вывозом специализированными субъектами путем заключения соответствующих договоров для их дальнейшего восстановления или удаления;
- проведение на заключительном этапе обустройства месторождения технической рекультивации;
- организация и проведение мониторинговых работ;
- неукоснительное соблюдение требований подпункта 2 пункта 1 статьи 65 Земельного кодекса РК.

10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почвенный покров и растительность

Хозяйственный ущерб от дальнейшей разработки месторождения Асар при строгом соблюдении проектных решений и рекомендаций будет незначительным, так как его территория может использоваться только в качестве низкопродуктивных сезонных пастбищ.

Попадание загрязняющих веществ в почвы при разработке месторождения возможно за счет загрязнения воздуха выбросами предприятия и выпадением загрязняющих веществ на земную поверхность в результате работы оборудования и технологических установок месторождения, выбросов выхлопных газов автотранспорта и спецтехники. Почвы месторождения отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией pH. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием нейтральных химических соединений. **Проявление кумулятивного эффекта** и изменения свойств почв – не ожидается. Мощная карбонатная система пустынных почв способна выдержать достаточно высокие нагрузки без существенного смещения реакции среды в сторону подкисления, вследствие чего интенсивность воздействия ожидается незначительная.



Основными факторами негативного воздействия на почвенный покров прилегающих территорий при эксплуатации технологических объектов являются возможное загрязнение почв наряду с выбросами в атмосферу, также сточными водами, твердыми отходами. Прямое воздействие этих факторов на естественный почвенный покров исключено проектными решениями. При ведении работ будет проводиться сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК.

Наземные органы растений весьма активно реагируют на повышение концентрации химических элементов в почве, увеличивая их содержание в тканях и накапливая выше уровня, необходимого для обеспечения нормального роста и развития. Наиболее токсичны для растений такие газы, как сернистый ангидрид, окислы азота. Токсичные газы сосредотачиваются, главным образом, в хлоропластах и митохондриях, вызывая нарушение процессов фотосинтеза и дыхания. Рядом исследований показано, что явления солеустойчивости и газоустойчивости растений взаимосвязаны. Чем выше солеустойчивость, тем выше и газоустойчивость растений и наоборот. В условиях месторождения Асар, где флора устойчива к засолению предполагается, что эта устойчивость и в отношении атмосферного загрязнения достаточно высока.

Тяжелые металлы, оказывающие наибольшее негативное воздействие на растительность, не характерны для состава выбросов в атмосферу от технологических установок и оборудования месторождения. Аккумуляции загрязняющих веществ в тканях растений также препятствует относительно не долгий срок жизни местной флоры.

При долговременной (многолетней) эксплуатации объектов месторождения возможно проявление кумулятивного химического воздействия, как на почвы, так и на растительность вследствие осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха.

В настоящий момент последствия кумулятивного воздействия не отмечаются. Результаты производственного мониторинга, проводимого на объектах АО «ММГ» (п.п. 2.3), доказывает, что в настоящее время накопления ЗВ в почвах не выявлено, вследствие чего негативного влияния на растительность также не происходит.

Прямое воздействие на растительность прилегающих территорий будет незначительным в связи с хорошей рассеивающей способностью атмосферы, достаточно низкими концентрациями большинства загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и низкой восприимчивостью растений к относительно высоким концентрациям загрязняющих веществ. Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике недостаточно изучено. Предельно допустимых концентраций для растительности не установлено. В связи с этим устойчивость растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв.

Косвенное воздействие на растительность может быть связано с загрязнением почвы, вызванным выпадением загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. В результате возможно, проникновение загрязняющих веществ в организм растений при дыхании или корневом питании. Пустынные почвы отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией почвенных суспензий. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием труднорастворимых солей кальция. Однако количество выпадающих на почву соединений серы и азота недостаточно для того, чтобы вызвать изменения в почве и косвенно в растениях.



Таким образом, воздействие в результате загрязнения растительности при разработке месторождения будет: ограниченным по площади (с учетом всех источников), многолетним по продолжительности и слабым по интенсивности.

Анализ прогнозов возможного воздействия на почву в процессе разработки месторождения Асар по четырем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2, №3 и №4 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, выкидных трубопроводов, газопроводов, водоводов). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №4, который предполагает наибольшее воздействие на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

В целом воздействие планируемых работ на состояние почвенного покрова, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 4		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		



Интегральная оценка воздействия на почвенно-растительный покров по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 12-24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии *«средней значимости»* изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова

Территория работ, обозначенная в проекте, располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. 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 на утилизацию в специализированную компанию по договору;
- обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на почвенно-растительный покров;
- озеленение на территории предприятия и ближайшего населенного пункта.

10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению

Территория промышленно освоена, на данном месторождении техногенная деятельность проводится много лет. Пути миграции краснокнижных животных на территории месторождения и близ него не выявлены.

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 надземно 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.

Выпадения загрязняющих веществ из атмосферы может вызвать загрязнение почв и нарушение процесса фотосинтеза растений, в результате чего может нарушиться качество и продуктивность местообитаний животных (косвенное воздействие). Однако, учитывая качество почв и незначительную концентрацию ЗВ в приземном слое атмосферы за пределами СЗЗ, ожидаемое воздействие будет минимальным.

Кумулятивное воздействие проявляться практически не будет, вследствие высокой динамичности и пластичности животного мира к изменяющимся условиям окружающей среды. Воздействия загрязнения атмосферного воздуха на фауну будет ограниченным, многолетним и незначительным.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью *не предполагается*.

Воздействие намечаемой деятельности на редкие, исчезающие и занесенные в Красную книгу виды животных *не ожидается*.

На территории месторождения в условиях естественной свободы возможны встречи с объектами животного мира, в том числе с редкими и находящимися под угрозой исчезновения животными. Субъекты, осуществляющие хозяйственную и иную



деятельность, указанную в пунктах 1 и 2 статьи 17 Закона «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», обязаны: при разработке проектно-сметной документации предусматривать средства для осуществления мероприятий по обеспечению соблюдения требований подпунктов 2) и 5) пункта 2 статьи 12 Закона: «при осуществлении деятельности, которая воздействует или может воздействовать на состояние животного мира и среду обитания, должно обеспечиваться соблюдение следующих основных требований: сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации объектов животного мира».

Природоохранные мероприятия

Проектом предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир, согласно требований ст. 245, 257 Экологического кодекса ЗРК № 400-VI от 2 января 2021 года РК, требований статьи 17 Закона РК от 9 июля 2004 года № 593 «Об охране, воспроизводстве и использовании 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.

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.

Анализ прогнозов возможного воздействия на животный мир в процессе разработки месторождения Асар по четырем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием на животный мир, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2, №3 и №4 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, выкидных трубопроводов, газопроводов, водоводов). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №4, который предполагает наибольшее воздействие на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

В целом воздействие планируемых работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 4		



Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие низкой значимости		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		

10.6 Рекультивация нарушенных земель

В соответствии со ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны: 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению; 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель; 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства скважин 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 работ;
- перемещение снимаемых пород в отвал;
- очистка территории от мусора;
- сбор и вывоз с территории загрязненного грунта;
- нанесение снятого слоя на восстанавливаемые земли после завершения работ.

При снятии верхнего слоя необходимо учесть объем земляных работ, зависящий от толщины снимаемого слоя, глубину пробуриваемой скважины, продолжительность ведения буровых работ.

По окончании строительных работ, 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, и вывезти на утилизацию в специализированную организацию по договору;
- 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 работ и сдаче земли арендодателю.

Выполнение проектных решений с соблюдением норм и правил строительства, а также мероприятий по охране окружающей среды, не приведет к значительному воздействию на окружающую природную среду.



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

11.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии

Система управления отходами на предприятии определяет процессы образования отходов, их идентификацию, требования к их сбору, упаковке и маркировке при необходимости, транспортировке, складированию (упорядоченному размещению), хранению и удалению.

Основополагающими принципами политики в области управления отходами на предприятии являются:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- максимально возможное сокращение образования отходов производства и потребления и экологически безопасное обращение с ними;
- организация работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемому удалению отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов.

Управление отходами производится в соответствии с Экологическим кодексом РК, с международной признанной практикой, а также с политикой Компании.

При осуществлении административно-хозяйственной деятельности принята следующая структура работы с отходами:

- снижение объемов образования отходов;
- повторное использование (регенерация, восстановление);
- утилизация;
- удаление.

Согласно политики Компании производится регулярная инвентаризация, учет и контроль за временным накоплением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления. Составляться перечень всех отходов, образующихся на промплощадках предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей, и на их основе разрабатывают мероприятия по утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

В систему управления отходами на предприятии также входят:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствованием технологических процессов на предприятии;
- вывоз отходов в места хранения по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и компьютерную базу данных предприятия;



- предоставление отчетных данных по отходам в госорганы (периодичность - 1 раз в год);

- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

По тем отходам, по которым внедрение технологических процессов их переработки технически и экономически не целесообразно, они вывозятся на предприятия (организации), имеющие лицензии на переработку, обезвреживание или захоронение того или иного вида отходов. Вывоз отходов осуществляется автотранспортом предприятия или организацией, принимающей отходы.

За последние три года (рассматриваемый период 2020-2022 гг.), учет отходов основного и вспомогательного производства ПУ «Жетыбаймунайгаз», был совместным.

Система управления отходами в ПУ «Жетыбаймунайгаз» состоит из 4-х основных технологических этапов:

- *Образование отходов при производственных операциях и процессах*

Источники образования отходов, как правило, находятся в пределах Групповых установок (ГУ). Для первичного сбора отходов на территории всех ГУ имеются специально оборудованные площадки, на которых установлены от 7 до 10 металлических контейнеров, ящиков или баков для раздельного сбора отходов (рис. 11.1, 11.2).

- *Сбор отходов с мест накопления спецавтотранспортом цехов ЦДНГ*

По мере накопления отходов в контейнерах на площадках групповых установок, из соответствующего Цеха добычи нефти газа (ЦДНГ), в чьем ведении находятся подконтрольные ГУ, направляется грузовая автомашина для сбора определенного вида отходов. После сбора отходов с ГУ, на территории ЦДНГ производится взвешивание отходов и, далее они транспортируются на временную площадку для сбора и хранения отходов;

- *Временное хранение отходов на площадке для сбора и хранения отходов*

При поступлении отходов на временную площадку для сбора и хранения отходов производится их контрольное взвешивание при приемке, по завершении процедуры взвешивания производится распределение отходов в большие ёмкости и контейнеры по видам. На территории площадки временного сбора и хранения отходов, накопление отходов допускается на срок не более 6 месяцев. Для временной площадки сбора и хранения отходов настоящей Программой предлагаются лимиты накопления отходов, с учетом всех источников их образования на территории ПУ «Жетыбаймунайгаз», включая структурные подразделения АО «Мангистаумунайгаз», работающие на месторождениях Жетыбайской группы. Временная площадка сбора и хранения отходов имеет площадь 0,49 га. Планировка площадки включает в себя следующие объекты инфраструктуры:

- пристраиваемое здание операторного блока;
- площадка для контейнеров;
- площадка сбора и хранения труб и автошин;
- навес для сбора и хранения пластиковой тары;
- дренажная ёмкость, объёмом 10 м³;
- септик двухкамерный, объёмом 5 м³;
- надворная уборная;
- площадка для сбора ТБО;
- стоянка для автомобилей;



- противопожарный резервуар, объемом 50 м³ (2 ед.).

Организация и строительство площадки временного сбора и хранения отходов выполнены в соответствии с рабочим проектом, прошедшим все стадии экспертизы и согласования, что подтверждено экспертным заключением к РП №15-0247/20 от 09.12.2020 г.

Вывоз отходов с площадки производится специализированными компаниями для переработки или утилизации.

Управление отходами при добыче нефти является критически важным аспектом для обеспечения устойчивости и безопасности в данной отрасли. Анализируя данные по управлению отходами в динамике можно выделить сильные и слабые стороны:

сильные стороны:

- на предприятии используются методы сбора отходов позволяют более эффективно и безопасно управлять отходами от добычи нефти, это способствует минимизации экологического вреда;
- соблюдаются нормативные и законодательные требования, регулирующие управление отходами, что способствует соблюдению экологических стандартов.

слабые стороны:

- специфика деятельности при добыче нефти создает риск аварий и утечки нефти, что может привести к серьезным экологическим проблемам;
- нефтяные отходы сложные в обработке, в связи с этим данные отходы передаются специализированным предприятиям.

возможности:

- АО «Мангистаумунайгаз» уделяет большое внимание разработки и внедрения технологий, которые снижают негативное воздействие добычи нефти на окружающую среду;
- внедряются более эффективные методы сбора отходов, позволяет снизить воздействие на окружающую среду;
- АО «Мангистаумунайгаз» внедряет в производство эффективную практику управления отходами и их вторичное использование, что способствует устойчивости и экономической выгоды.

С учетом этих факторов, АО «Мангистаумунайгаз» стремиться к разработке и внедрению более устойчивых методов управления отходами, сотрудничать с регулирующими органами и общественными группами, а также инвестировать в исследования и разработку экологически чистых технологий.

По мере наполнения контейнеров на площадке для временного сбора и хранения отходов, специализированные подрядные компании, на основании заключенных договоров на рециклинг, повторное использование, переработку, удаление (уничтожение/захоронение) отходов, осуществляют вывоз и транспортировку тех или иных видов отходов к местам их дальнейшей переработки и/или уничтожения/захоронения. Въезд спецавтотранспорта специализированных компаний на территорию производственного управления осуществляется по спецпропускам, выдаваемым в АО «ММГ». К транспортировке отходов допускается спецавтотранспорт с установленной системой GPS-слежения, подключённой к единой системе мониторинга транспорта АО «ММГ», с целью контроля передвижения по территории месторождений службой безопасности. Согласно условиям договоров, заключаемых с подрядными компаниями, АО



«ММГ» оставляет за собой право контроля за перемещением, переработкой и/или утилизацией отходов на территории подрядчиков.



Рисунок 11.1- Раздельный сбор отходов на групповой установке Асар-1



Рисунок 11.2- Раздельный сбор отходов на групповой установке Асар-3

Для каждого вида образующегося отхода на предприятии разработан Паспорт опасных отходов. Паспортизация проводится в соответствии с действующими на момент паспортизации нормативными документами для всех видов отходов, образующихся на предприятии.

Сбор отходов производится раздельно, в соответствии с видом отходов, способами утилизации, реализации и хранением. Отходы предприятия временно хранятся в стандартных контейнерах, специальных емкостях, либо специально отведенных помещениях и площадках в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и маркировкой.

С момента образования отходы доставляются до места хранения вручную с соблюдением мер предосторожности, исключающим возможность потери, рассыпания, проливов отходов. Места временного накопления отходов содержатся в чистоте, предусматривающую своевременную санитарную уборку, согласно графика.

Специальные контейнеры имеют надписи (маркировки), в которых отображена информация по наименованию, уровню и классу опасности отхода, а также объему контейнера.

С целью недопущения накопления отходов, АО «Мангистаумунайгаз» руководствуется принципом незамедлительной передачи всех образующихся отходов специализированным предприятиям для обезвреживания, переработки и утилизации. Для этого, к примеру, на безвозмездной основе, подрядным компаниям передаются уже прошедшие стадию сортировки ПЭТ-бутылки и макулатура. Также на предприятии проводится частично повторное использование некоторых отходов, например, отработанных масел, резинотехнических изделий, древесных отходов, черных и цветных металлов и др.

На объектах ПУ «ЖМГ» АО «Мангистаумунайгаз» в процессе хозяйственной и иной деятельности образуется достаточно широкая номенклатура отходов.

Проанализировав количественные показатели образования отходов, можно сделать вывод, что основными видами отходов в ПУ «Жетыбаймунайгаз» по объему образования за последние 3 года (период 2020-2022 гг.) являлись черные металлы (металлолом), отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам), грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью).

В целом, проанализировав производственную деятельность предприятия, связанную с образованием отходов за период 2020-2022 гг. можно сделать вывод о том, что в последние два года наметилась четкая тенденция по снижению объемов образования большинства отходов производства. Значительное снижение объемов образования в 2020 и 2022 гг. отмечено по отходу производства – черные металлы.

Проблемы с образованием большого количества металлолома АО «Мангистаумунайгаз» решает путем передачи его сторонним специализированным компаниям для последующей коммерческой реализации, исключая таким образом длительное накопление лома черных металлов на собственной площадке для временного сбора отходов. Металлолом, в настоящее время, разделен на виды - штанги, трубы НКТ, оборудование, легковес, и также по видам заключаются договоры с несколькими подрядными компаниями, для ускорения вывоза металлоотходов на реализацию, не допуская накопления. Металлолом проходит радиационный контроль и, после этого, в зависимости от вида, передается разным подрядным компаниям.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки *не более 6 месяцев* с момента их образования. В этой связи на предприятии ведется строгий контроль ответственными лицами за нормативами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза. В районе размещения отходов проводится мониторинг состояния окружающей среды. В соответствии с программой, в рамках мониторинга проводится контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определены Программой производственного экологического контроля.

Также в целях повышения квалификации рабочего персонала и ответственных лиц на предприятии регулярно проводятся тренинги по управлению отходами.

Одним из мероприятий для успешной реализации концепции по сокращению образования отходов является выбор квалифицированных поставщиков услуг и заключение



долгосрочных договоров (на срок до 3-х лет) с квалифицированными подрядчиками, которые отрегулировали собственный производственный процесс. Мероприятие по увеличению срока действия договоров подряда позволяет отладить бесперебойную работу подрядных организаций на длительный срок.

Таким образом, действующая на предприятии система управления отходами направлена на минимизацию возможного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду, как при сборе, накоплении, так и при перевозке отходов в места их утилизации.

На всех месторождениях АО «Мангистаумунайгаз» на сегодняшний день нет действующих полигонов для захоронения отходов.

В течение последних нескольких лет (2017-2020 гг.) на объектах АО «ММГ» была проведена полная ликвидация полигонов нефтешлама, временного хранения замазученного грунта и завершение работ по рекультивации земельных участков бывших полигонов.

Лимиты накопления отходов на 2024 год (согласно «Программе управления отходами (ПУО) для ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз» на 2024 год») представлены в таблице 11.1. В данную таблицу включены объемы отходов производства и потребления основного и вспомогательного производства, а также объемы отходов технологически связанных работ и услуг, осуществляемых привлекаемыми подрядными организациями на месторождение, поскольку они вывозят отходы с месторождения через «весовую» площадки сбора и временного хранения отходов. Место накопления отходов на месторождении - организованное, получены необходимые согласования для его строительства и эксплуатации (заключение к РП №15-0041/20 от 25.02.2020 г.).

Таблица 11.1 – Лимиты накопления отходов на 2024 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Основное производство ПУ "ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ"		
Всего	318381,7493	319325,3328
в том числе отходов производства	318381,2487	318908,9662
отходов потребления	0,5006	416,3666
ПУ «Жетыбаймунайгаз»		
Всего	18,469338	39021,1557
в том числе отходов производства	17,968738	38890,8567
отходов потребления	0,5006	130,299
Опасные отходы		
Люминесцентные лампы	0,003138	1,072
Свинцовые аккумуляторы	0	3,117
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	0	107,903
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0,1024	2,623
Другие ртутьсодержащие отходы (Ртутные градусники ЦНИПР)	0	0,0003
Отходы от красок и лаков (Тара)	0,2366	7,633
Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью)	0	11100
Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам)	0	7260
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Пластмассовая тара из-под химреагентов)	0	0,014



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлическая тара из-под химреагентов)	0	65
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под масла и смазочно-охлаждающих жидкостей)	0,1884	19,302
Стекло содержащие или загрязненные опасными веществами (Отходы стеклопластиковых труб)	10,6204	124,4
Масляные фильтры	0,0014	0,336
Фильтровальные материалы, загрязненные опасными материалами (Отработанные (бумажные) фильтры лаборатории ЦНИПР)	0,0102	0,17
Антифризы, содержащие опасные вещества (тосол)	0	11,52
Загрязненная защитная одежда	0,134	5,635
Защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Перчатки нитриловые, прорезиненные фартуки, на рукавники ЦНИПР)	0	0,013
Зола, содержащая опасные вещества	0	50
Абсорбенты, загрязненные опасными материалами (Отходы силикагеля ЦНИПР)	0	0,5
Изоляционные материалы, содержащие асбест (Паронит)	0,5092	1,267
Неопасные отходы		
Списанное электрическое и электронное оборудование (Блоки питания аналитического оборудования ЦНИПР)	0	0,0004
Отработанные шины	0,0418	4,39
Пластмассы и резины (Резиновый облой)	0,2506	87,594
Черные металлы (Металлолом)	0	18944
Опилки и стружки черных металлов	3,8024	26,254
Смешанные отходы строительства и сноса	0	1000
Отходы сварки (Огарки)	0,0298	0,632
Изоляционные материалы (Отходы теплоизоляции)	0,8484	66,053
Пыль и частицы черных металлов	0	0,183
Отходы, не указанные иначе (Отработанные фильтры системы очистки воды ЦНИПР)	0	0,009
Стекланная упаковка (Стекланный бой химпосуды ЦНИПР)	1,19	1,2
Светодиодные лампы	0	0,036
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0,5006	37,449
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	92,85
Зеркальные		
-	-	-
Вспомогательное производство		
Транспортный департамент (автоколонна Жетыбай)		
Всего	0	7,5188
в том числе отходов производства	0	4,372
отходов потребления	0	3,1468
Опасные отходы		
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,04
Масляные фильтры	0	0,1
Отходы от красок и лаков (Тара)	0	0,03
Загрязненная защитная одежда	0	0,2
Неопасные отходы		
Отработанные шины	0	4,0
Пластмассы и резины (Резиновый облой)	0	0,002
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	0,0268
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	3,12
Зеркальные		
-	-	-
Департамент маркетинга и сбыта нефти м/р Жетыбай		



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Всего	0	7,134
в том числе отходов производства	0	5,185
отходов потребления	0	1,949
Опасные отходы		
Люминесцентные лампы	0	0,004
Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам)	0	4,659
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,422
Загрязненная защитная одежда	0	0,1
Неопасные отходы		
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	0,181
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	1,768
Зеркальные		
-	-	-
Цех текущего ремонта, обслуживания зданий и сооружений (ЦТРОЗиС) м/р Жетыбай		
Всего	0	44,2116
в том числе отходов производства	0	40,004
отходов потребления	0	4,2076
Опасные отходы		
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,7
Отходы от красок и лаков (Тара)	0	1,3
Загрязненная защитная одежда	0	0,2
Неопасные отходы		
Смешанные отходы строительства и сноса	0	35
Пыль и частицы черных металлов	0	0,004
Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры	0	2,8
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	0,0576
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	4,15
Зеркальные		
-	-	-
Служба материального технического снабжения (СМТС) м/р Жетыбай		
Всего	0	507,7956
в том числе отходов производства	0	501,966
отходов потребления	0	5,8296
Опасные отходы		
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,075
Отходы от красок и лаков (Тара)	0	0,1
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	0	1
Масляные фильтры	0	0,03
Неопасные отходы		
Отработанные шины	0	0,75
Смешанные отходы строительства и сноса	0	500
Отходы сварки (Огар Пластмассовая упаковка (Бутылки)ки)	0	0,011
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	0,2396
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	5,59
Зеркальные		
-	-	-
Физическая ликвидация 160 скважин		
Всего	0	1835,6694
в том числе отходов производства	0	1717,4166
отходов потребления	0	118,2528
Опасные отходы		
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС)	0	90,909



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт пропитанный нефтью)	0	1622,08
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными вещества (промасленная пленка)	0	0,3636
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	4,064
Неопасные отходы		
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	46,2528
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	72,0
Зеркальные		
-	-	-
Капитальный и подземный ремонт скважин		
Всего	0	1324,81
в том числе отходов производства	0	1177,01
отходов потребления	0	147,8
Опасные отходы		
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС)	0	152,07
Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт пропитанный нефтью)	0	1013,8
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	2,54
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными вещества (промасленная пленка)	0	0,6
Неопасные отходы		
Отходы пластмассы (пластиковые крышки, протекторы)	0	8,0
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	57,8
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	90,0
Зеркальные		
-	-	-
Гидравлический разрыв пласта		
Всего	0	2,414
в том числе отходов производства	0	1,0032
отходов потребления	0	1,4108
Опасные отходы		
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,0487
Неопасные отходы		
Тканевая упаковка (мешки)	0	0,9545
Пластмассовая упаковка (Бутылки)	0	0,5517
Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учетом смета с территории)	0	0,8591
Зеркальные		
-	-	-
Трикантерная установка по переработке и очистке трудно разрушаемой эмульсии		
Всего	0	3204,0
в т. ч. отходов производства	0	3204,0
отходов потребления	0	0
Опасные отходы		
Нефтьшлам	0	3204,0
Работы по рекультивации и восстановлению земель, расположенных на объектах месторождения ПУ «ЖМГ» АО «ММГ» (эксплуатация)		
Всего	0	273370,6237
в т. ч. отходов производства	318363,28	273367,1527
отходов потребления	0	3,471
Опасные отходы		
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0	0,0127



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Грунт, пропитанный нефтью	318363,28	
Отработанное масло	0	3,74
Неопасные отходы		
Грунт очищенный		273363,3
Износенная одежда	0	0,1
Пищевые отходы	0	1,971
Коммунальные отходы (ТБО)	0	1,5
Зеркальные		
-	-	-
Бурение скважин по индивидуальным техническим проектам на территории ПУ «ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ» (технологически связанные работы/услуги подрядных организаций)		
Строительство скважины №№ 639, 274, 874, 5634, 5121, 5251, 5758, 5753, 5750, 5747, 505, 275, 5640, 5640, 5635, 5707, 5755, 5702, 5746, 5710, 5704, 5708, 5749, 5748, 5745, 5780, 5761, 5761, 5740, 5724, 5720, 5779, 5754, 5760		
Всего	0	17788,666
в том числе отходов производства	0	17783,627
отходов потребления	0	5,039
Опасные отходы		
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (Буровой шлам)	0	8984,426
Нефте содержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (ОБР)	0	8602,086
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	0	163,525
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, промасленная ветошь	0	0,429
Упаковка содержащая остатки или загрязненная опасными веществами отработанная тара	0	23,128
Неопасные отходы		
Черные металлы (металлолом)	0	9,9
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0	0,033
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0	5,039
Зеркальные		
-	-	-
Бурение скважин по Групповым техническим проектам на строительство скважин на территории ПУ «ЖЕТЫБАЙМУНАЙГАЗ»		
Строительство скважины №№ 7772, 5730, 5722, 5757, 5425, 5696, 5721, 5752, 5718, 5719, 5759, 5763, 5698, 5723, 5429, 5751, 5706, 5716, 5764, 5772, 5695, 5699, 5709, 5741, 5765, 5769, 5717, 5773, 5770, 5697, 5743, 5635, 5636, 5638, 5641, 5775, 5777, 5776, 5778, 5700, 5774, 5715, 643, 616, 437, 778, 783, 447, 448, 5707, 440Д, 5701		
Всего	0	26871,213
в том числе отходов производства	0	26863,334
отходов потребления	0	7,879
Опасные отходы		
Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (Буровой шлам)	0	13459,59
Нефте содержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (ОБР)	0	12962
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	0	279,247
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	0	100,827
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, промасленная ветошь	0	12,924
Упаковка содержащая остатки или загрязненная опасными веществами отработанная тара	0	34,031
Неопасные отходы		
Черные металлы (металлолом)	0	14,7
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0	0,049
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0	7,845



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

<i>Зеркальные</i>		
-	-	-
Промышленная разработка Жетыбайского месторождения подземных вод для технического водоснабжения нефтяного месторождения Жетыбай		
Всего	0	0,25
в т. ч. отходов производства	0	0
отходов потребления	0	0,25
Неопасные отходы		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0	0,25

Характеристика (инвентаризация) отходов, образующихся в структурных подразделениях ПУ «ЖМГ» АО «Мангистаумунайгаз» и их мест накопления, представлена в таблице 11.2.

Таблица 11.2 - Характеристика (инвентаризация) отходов, образующихся в структурных подразделениях ПУ «ЖМГ» АО «Мангистаумунайгаз»

№ п/п	Наименования отхода	Состав отхода	Источник образования	Транспортировка к месту накопления	Место накопления
1	2	3	4	5	6
Основное производство ПУ «Жетыбаймунайгаз»					
1	Люминесцентные лампы (20 01 21*)	Ртуть /по «Критериям...», прил.2/; Гетинакс; диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид) /в пересчете на железо/; Люминофоры ЭЛС580В, ЭЛС510-В, ЭЛС4555В Мастика У9М /по этилацетату/; Алюминий /по «Критериям...», п.13/; Медь /по «Критериям...», прил.2/; Никель /по «Критериям...», прил.2/; Стекло /по «Критериям...», п.13/;	Образуются при освещении производственных, служебных и жилых помещений ЦДНГ-1,2,3, ЦППН, ЦППД, ПРЦЭО, ЦПТГ и ЭГХ, УУОЗГ, ЦНИПР, Мех.цеха, ЦИТС, АУП, ЦПОНО	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Отработанные люминесцентные лампы хранятся по 25-30 шт. в заводских неповрежденных картонных упаковках на стеллажах или в герметично закрывающемся металлическом контейнере по 50-100 шт., исключая повреждение упаковок в специально отведенном закрытом помещении
2	Свинцовые аккумуляторы (16 06 01*)	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец; Кислота серная /по молекуле H2SO4/; Вода /по 'Критериям...', п.13/ ;	Образуются при эксплуатации оборудования	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов
3	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (13 02 06*)	Масло минеральное нефтяное ; Механические примеси /Wi=1000000/;	Эксплуатация автотранспорта, машин, различных механизмов, станочного парка на ЦДНГ-1,2,3, ЦППН, ЦППД, ПРЦЭО, ЦПТГ и ЭГХ, УУОЗГ, Механическом цехе	-	Сбор производится в металлические герметично закрывающиеся емкости (бочки), установленные на бетонированной площадке временного сбора отхода



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

4	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (15 02 02*)	Масло минеральное нефтяное ; Вода /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	Обслуживание основного и вспомогательного оборудования производства	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Специальные металлические контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке
5	Другие ртутьсодержащие отходы (Ртутные градусники ЦНИПР) (20 01 21*)	Ртуть /по «Критериям...», прил.2/; Алюминий /по «Критериям...», п.13/; Цинк /по «Критериям...», прил.2/; Стекло /по «Критериям...», п.13/;	Образуется в процессе проведения химических анализов в ЦНИПР	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Ртутные термометры собираются в плотно закрывающиеся емкости, предотвращающие бой во время транспортировки и хранения в специально отведенном закрытом помещении
6	Отходы от красок и лаков (Тара) (08 01 11*)	Железо металлическое; Эмали /по "Критериям...", п.13/;	Покрасочные работы	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
7	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью) (17 05 03*)	Нефть и нефтепродукты; SiO ₂ ; Нефтяные смолы; Нафтенны; Хлориды; Сульфаты; Сера общая; Железо; Кальций;	Ремонт оборудования на нефтепромысле	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке
8	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефешлам) (16 07 09*)	Нефть; Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии; Вода /п.13, «Критерии»/;	При зачистке технологических резервуаров на ЦППН, УПАН	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры металлические с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
9	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Пластмассовая тара из-под химреагентов) (15 01 10*)	Барий сульфат (Барит) /в пересчете на барий/; Кальция карбонат, в т.ч. Синтетический	Образуются при поступлении на площадку скважин сыпучих и жидких материалов, реагентов	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке
10	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлическая тара из-под химреагентов) (15 01 10*)	Железо металлическое; диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид) /в пересчете на железо/; Сажа (Углерод; Углерод черный; Черный уголь)	Образуются при поступлении на площадку скважин сыпучих и жидких материалов, реагентов	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

11	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под масла и смазочно-охлаждающих жидкостей) (15 01 10*)	Железо металлическое; диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид) /в пересчете на железо/; Сажа (Углерод; Углерод черный; Черный уголь)	Образуются после использования нефтепродуктов	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке
12	Стекло содержащие или загрязненные опасными веществами (Отходы стеклопластиковых труб) (17 02 04*)	Стекло /по «Критериям...», п.13/; Механические примеси /Wi=1000000/	Образуются при ремонте, замена устаревших, поврежденных стеклопластиковых труб	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке
13	Масляные фильтры (16 01 07*)	Вода /по 'Критериям...', п.13/; Картон /Wi=1000000/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ)	Образуются при замене отработанных масляных фильтров на дизельгенераторах, механизмах	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
14	Фильтровальные материалы, загрязненные опасными материалами (Отработанные (бумажные) фильтры лаборатории ЦНИПР) (15 02 02*)	Вода /по 'Критериям...', п.13/; Бумага; Нефть;	Образуется при проведении физикохимического метода анализа нефти	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
15	Антифризы, содержащие опасные вещества (тосол) (16 01 14*)	Этиленгликоль; Вода;	Образуется при замене в системе охлаждения компрессоров в цехах подготовки нефти	-	Сбор производится в герметично закрывающиеся металлические емкости (бочки), установленные на бетонированной площадке временного сбора отхода
16	Загрязненная защитная одежда (15 02 02*)	Ткань, текстиль; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ); Вода /по «Критериям...», п.13/	Обслуживание персоналом основного и вспомогательного оборудования производства	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры металлические с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
17	Защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Перчатки нитриловые, прорезиненные фартуки, нарукавники ЦНИПР) (15 02 02*)	Бутадиен нитрильный каучук; Поливинил хлорид; - нафтенны (алициклические насыщенные углеводороды); ароматические углеводороды;	Обслуживание персоналом основного и вспомогательного оборудования производства	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

18	Абсорбенты, загрязненные опасными материалами (Отходы силикагеля ЦНИПР) (15 02 02*)	Кварц /по "Критериям...", п.13; Кремния диоксид /по "Критериям...", п.13/; Вода /по "Критериям...", п.13/;		Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
20	Изоляционные материалы, содержащие асбест (Паронит) (17 06 01*)	Синтетический каучук /по "Критериям...", п.13/; Сера /по "Критериям...", п.13, менее фона/; Силикатсодержащие пыли, силикаты, алюмосиликаты: ж) муллитовые (не волокнистые) огнеупоры, искусственные минераловолокна силикатные стеклообразной структуры (стекловолокно, стекловата, вата минеральная и шлаковая)	Образуются при замене прокладок технологического оборудования на ЦДНГ1,2,3, ЦППН, ЦППД, ЦПТГ и ЭГХ, ПРЦЭО, УУОЗГ, Механического цеха, ЦПОН	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
21	Списанное электрическое и электронное оборудование (Блоки питания аналитического оборудования ЦНИПР) (16 02 14)	«Критериям...», прил.2/Железо; Медь; Окись кремния; Стекло /по «Критериям...», п.13/; Поливинилхлорид; Никель /по	Эксплуатация, техобслуживание механизмов, автотранспорта	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Специально отведенная бетонированная площадка временного сбора отхода
22	Отработанные шины (16 01 03)	Синтетический каучук /п.13, "Критерии"/; Сталь; Тканевая основа /п.13, "Критерии/	Эксплуатация, техобслуживание механизмов, автотранспорта	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	специально отведенная бетонированная площадка временного сбора отхода
23	Пластмассы и резины (Резиновый облой) (19 12 04)	Резина,/ п.13, "Критерии"/; Технический углерод (Сажа ламповая)/п.13, "Критерии; Окись магния, /п.13, "Критерии; Цинк /Прил.2, "Критерии"/; Тканевая основа /п.13, "Критерии/	Работа насосов, скважин ЦДНГ- 1,2,3, ЦППН, ЦППД, ПРЦЭО, механический цех, ЦПОНО	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
23	Черные металлы (Металлолом) (16 01 17)	Железо металлическое; диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид) /в пересчете на железо/; Сажа (Углерод; Углерод черный;Черный уголь)	Образуются в ЦДНГ-1,2,3, ЦППН, ЦППД, УУОЗГ, ПРЦЭО, ЦНИПР, ЦПОНО при ремонте, техническом обслуживании и демонтаже оборудования, списании оборудования, приборов	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Специально отведенная бетонированная площадка временного сбора отхода
24	Опилки и стружки черных металлов (12 01 01)	Железо металлическое; Металл (окалина) /по «Критериям...», п.13/; Сажа (Углерод; Углерод черный; Черный уголь)	Образуются в ПРЦЭО, ЦПОНО при работе металлообрабатывающих станков	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

25	Смешанные отходы строительства и сноса (17 09 04)	Железо металлическое; Керамика /по "Критериям...", п.13/ Бетон /по "Критериям...", п.13/ Известняк /по "Критериям...", п.13/ Кирпич /по "Критериям...", п.13/ Песок, земля / по "Критериям...", п.13; Цемент /по "Критериям...", п.13/ Силикаты /по "Критериям...", п.13/	Образуются при строительстве объектов, демонтаже, ремонтных работах	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов
26	Отходы сварки (Огарки) (12 01 13)	Железо металлическое; Металл (окалина) /по «Критериям...», п.13/ Сажа (Углерод; Углерод черный; Черный уголь)	Сварочные работы	Транспортировка производится	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
27	Изоляционные материалы (Отходы теплоизоляции) (17 06 04)	Силикатсодержащие пыли, силикаты, алюмосиликаты: ж) муллитовые (не волокнистые) огнеупоры, искусственные минераловолокна силикатные муллитокремнеземистые, не содерж. или сод; Пыль неорганическая: 7020% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем и др.) стеклообразной структуры (стекловолокно, стекловата, вата минеральная и шлаковая,	Образуются при снятии, повторном использовании и замене теплоизоляции ЦДНГ- 1,2,3, ЦППН, ЦППД	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
28	Пыль и частицы черных металлов (12 01 02)	Железо металлическое; Кремния диоксид /по "Критериям...", п.13/	Образуется при заточке инструментов и деталей на точнольно-шлифовальных станках, установленных в ПРЦЭО, механическом цехе, ЦПОНО	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
29	Отходы, не указанные иначе (Отработанные фильтры системы очистки воды ЦНИПР) (19 09 99)	Антрацит; Песок кварцевый; Силикагель (полимеризованный диоксид кремния); Полиэтилен	Образуются при замене фильтров с системе очистки воды ЦНИПР	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Специальные емкости с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
30	Стеклояная упаковка (Стекланный бой химпосуды ЦНИПР) (15 01 07)	Стекло /по «Критериям...», п.13/ Механические примеси /Wi=1000000/	Образуется при бое стеклянной химической посуды и стеклянного оборудования при хим. Анализах	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

31	Летучая зола, содержащая опасные вещества	SiO ₂ 554000, Al ₂ O ₃ 219000, CaO 66400, MnO 890, MgO 19800, TiO ₂ 11400, Fe ₂ O ₃ 68000, K ₂ O 44400, PbO ₂ 3338	Образуется при сжигании	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
32	Светодиодные лампы	Стекло /по «Критериям...», п.13/; Механические примеси /Wi=1000000/	Образуются при освещении производственных, служебных и жилых помещений ЦДНГ-1,2,3, ЦППН, ЦППД, ПРЦЭО, ЦПТГ и ЭГХ, УУОЗГ, ЦНИПР, Мех.цеха, ЦИТС, АУП, ЦПОНО	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Контейнеры установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода
33	Пластмассовая упаковка (Бутылки) (15 01 02)	Полиэтилен /Wi=1000000/; Бумага /Wi=1000000/	Образуется при использовании бутилированной питьевой воды	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собирается в специальных сетчатых контейнерах для пластика
34	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории) (20 03 01)	Железо металлическое; Песок, земля / по «Критериям...», п.13/; Полиэтен (Полиэтилен) (в т.ч. низкого давления; Древесина /по «Критериям...», п.13/; Бумага /по «Критериям...», п.13/;Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	При административнохозяйственной деятельности. Образуется в ЦДНГ-1,2,3, ЦППН, ЦППД, ПРЦЭО, ЦПТГиЭГХ, УУОЗГ, ЦНИПР, Мех.цех, ЦИТС, АУП, ЦПОНО	-	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода

Вспомогательное производство ПУ «Жетыбаймунайгаз»

Транспортный департамент (автоколонна Жетыбай)

1	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (15 02 02*)	Масло минеральное нефтяное ; Вода /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по«Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев
2	Масляные фильтры (16 01 07*)	Вода /по 'Критериям...', п.13/; Картон /Wi=1000000/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ)	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
3	Отходы от красок и лаков (Тара) (08 01 11*)	Железо металлическое; Эмали /по "Критериям...", п.13/;	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
4	Загрязненная защитная одежда (15 02 02*)	Ткань, текстиль; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ); Вода /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
5	Отработанные шины (16 01 03)	Синтетический каучук /п.13, "Критерии"/; Сталь; Тканевая основа /п.13, "Критерии/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
6	Пластмассы и резины (Резиновый облой)	Полиэтилен /Wi=1000000/;	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

7	Пластмассовая упаковка (Бутылки) (15 01 02)	Полиэтилен /Wi=1000000/; Бумага /Wi=1000000/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собирается в специальных сетчатых контейнерах для пластика	Не более шести месяцев
8	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории)	Железо металлическое; Песок, земля / по «Критериям...», п.13/; Полиэтен (Полиэтилен) (в т.ч. низкого давления; Древесина /по «Критериям...», п.13/; Бумага /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	-	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода	Не более шести месяцев
Департамент маркетинга и сбыта нефти м/р Жетыбай					
1	Люминесцентные лампы (20 01 21*)	Ртуть /по «Критериям...», прил.2/; Гетинакс; диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид) /в пересчете на железо/; Люминофоры ЭЛС580В, ЭЛС510-В, ЭЛС4555В Мастика У9М /по этилацетату/; Алюминий /по «Критериям...», п.13/; Медь /по «Критериям...», прил.2/; Никель /по «Критериям...», прил.2/; Стекло /по «Критериям...», п.13/;	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев
2	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтехлам) (16 07 09*)	Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии; Вода /п.13, «Критерии»/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
3	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (15 02 02*)	Масло минеральное нефтяное ; Вода /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
4	Загрязненная защитная одежда (15 02 02*)	Ткань, текстиль; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ); Вода /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
5	Пластмассовая упаковка (Бутылки) (15 01 02)	Резина, /п.13, "Критерии"/; Технический углерод (Сажа ламповая)/п.13, "Критерии; Окись магния, /п.13, "Критерии; Цинк /Прил.2, "Критерии"/; Тканевая основа /п.13, "Критерии/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

6	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории) (20 03 01)	Железо металлическое; Песок, земля / по «Критериям...», п.13/ Полиэтен (Полиэтилен) (в т.ч. низкого давления; Древесина /по «Критериям...», п.13/; Бумага /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	-	-	Не более шести месяцев
Цех текущего ремонта, обслуживания зданий и сооружений (ЦТРОЗиС) м/р Жетыбай					
1	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (15 02 02*)	Масло минеральное нефтяное ; Вода /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев
2	Отходы от красок и лаков (Тара) (08 01 11*)	Железо металлическое; Эмали /по "Критериям...", п.13/;	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
3	Загрязненная защитная одежда (15 02 02*)	Ткань, текстиль; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ); Вода /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
4	Смешанные отходы строительства и сноса (17 09 04)	Железо металлическое; Керамика /по "Критериям...", п.13/; Бетон /по "Критериям...", п.13/; Известняк /по "Критериям...", п.13/; Кирпич /по "Критериям...", п.13/; Песок, земля / по "Критериям...", п.13/; Цемент /по "Критериям...", п.13/; Силикаты /по "Критериям...", п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
5	Пыль и частицы черных металлов (12 01 02)	Железо металлическое; Кремния диоксид /по "Критериям...", п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
6	Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры (03 01 05)	Нефтепродукты; Древесные опилки	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
7	Пластмассовая упаковка (Бутылки) (15 01 02)	Полиэтилен /Wi=1000000/; Бумага /Wi=1000000/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собирается в специальных сетчатых контейнерах для пластика	Не более шести месяцев



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

8	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории)	Железо металлическое; Песок, земля / по «Критериям...», п.13/ Полиэтен (Полиэтилен) (в т.ч. низкого давления; Древесина /по «Критериям...», п.13/; Бумага /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	-	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода	Не более шести месяцев
Служба материального технического снабжения (СМТС) м/р Жетыбай					
1	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (15 02 02*)	Масло минеральное нефтяное ; Вода /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев
2	Отходы от красок и лаков (Тара) (08 01 11*)	Железо металлическое; Эмали /по "Критериям...", п.13/;	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
3	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (13 02 06*)	Масло минеральное нефтяное ; Механические примеси /Wi=1000000/;	-	-	Не более шести месяцев
4	Масляные фильтры (16 01 07*)	Вода /по 'Критериям...', п.13/; Картон /Wi=1000000/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (Нефтемасла; КЕИМ)	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Временное хранение на специально отведенной площадке	Не более шести месяцев
5	Отработанные шины (16 01 03)	Синтетический каучук /п.13, "Критерии"/; Сталь; Тканевая основа /п.13, "Критерии"/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
6	Смешанные отходы строительства и сноса (17 09 04)	Железо металлическое; Керамика /по "Критериям...", п.13/; Бетон /по "Критериям...", п.13/; Известняк /по "Критериям...", п.13/; Кирпич /по "Критериям...", п.13/; Песок, земля / по "Критериям...", п.13/; Цемент /по "Критериям...", п.13/; Силикаты /по "Критериям...", п.13/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
7	Отходы сварки (Огарки) (12 01 13)	Железо металлическое; Металл (окалина) /по «Критериям...», п.13/; Сажа (Углерод; Углерод черный; Черный уголь)	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования		Не более шести месяцев
8	Пластмассовая упаковка (Бутылки) (15 01 02)	Полиэтилен /Wi=1000000/; Бумага /Wi=1000000/	Транспортировка производится спецавтотранспортом, по мере образования	Собирается в специальных сетчатых контейнерах для пластика	Не более шести месяцев



9	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории)	Железо металлическое; Песок, земля / по «Критериям...», п.13/ Полиэтен (Полиэтилен) (в т.ч. низкого давления; Древесина /по «Критериям...», п.13/; Бумага /по «Критериям...», п.13/; Ткань, текстиль /по «Критериям...», п.13/	-	Контейнеры с крышкой установлены на бетонированной площадке временного сбора отхода	Не более шести месяцев

11.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов

В процессе реализации планируемой хозяйственной деятельности образуются различного вида отходы, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды.

В соответствии с пунктом 1 ст. 317 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. под **отходами** понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

В соответствии с пунктом 1 статьи 338 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года, под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими. Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года № 314).

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов ("зеркальные"



виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 по степени воздействия на здоровье человека и окружающую среду отходы распределяются на пять классов опасности:

- 1) 1 класс - чрезвычайно опасные;
- 2) 2 класс - высоко опасные;
- 3) 3 класс - умеренно опасные;
- 4) 4 класс - мало опасные;
- 5) 5 класс - неопасные.

Сбор и временное хранение отходов производства, с последующим вывозом специализированными организациями по договору для дальнейшей утилизации осуществлять в полном соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» ҚР ДСМ-331/2020.

Сортировка отходов ТБО по морфологическому составу согласно подпункта б) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также с учетом требований приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности».

На производственных объектах сбор и временное хранение отходов производства осуществлять на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов.

Отходы по мере их накопления собираются отдельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.

Технологические процессы, связанные с погрузкой, транспортировкой и разгрузкой отходов 3 класса опасности механизмируются.

Отходы производства 3 класса опасности хранят в герметичной таре.

Контейнеры для сбора ТБО оснащаются крышками.

Вывоз ТБО осуществляется своевременно. Сроки хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

Оператор объекта должен заключать договора, согласно пункта 1 статьи 336 Кодекса с субъектами предпринимательства для выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов, имеющих лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Приводимая далее оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду основывается на данных ОВОС к «Индивидуальному техническому



проекту на строительство добывающей наклонно-направленной скважины № 260 проектной глубиной 2203,65 м на месторождении Асар» (Заключение ГЭЭ №: KZ23VCZ01305500 от 06.09.2021г.) и материалов проектов-аналогов.

Виды отходов, образующиеся в процессе строительства скважин

В процессе строительства скважины образуется 7 видов отходов. Отходы образуются при приготовлении буровых и цементных растворов, в процессе бурения скважин, при вспомогательных работах.

Основными отходами в процессе строительства скважины являются:

- Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (буровой шлам и ОБР);
- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара);
- Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла);
- Черные металлы (металлолом);
- Отходы сварки (огарки сварочных электродов);
- Смешанные коммунальные отходы (ТБО).

Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор. 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 скважин.

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 pH 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.

$$2,1 : 1,2 = 1,75 \text{ т/м}^3$$

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с последующей передачей сторонней организации по договор. 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.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) – 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.

Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – остатки неиспользованных электродов при сварке. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон на основании договора. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe_2O_3 – 79,2%, Al_2O_3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4.

Черные металлы (металлолом). 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%): Fe_2O_3 – 89,12%, Al_2O_3 – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%. Класс опасности 4.

При сдаче металлолома 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.

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь). Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло – 16,2%, SiO_2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон по договору. Класс опасности 3.

Смешанные коммунальные отходы (ТБО). К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и 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%, Fe_2O_3 – 1,85%, SiO_2 – 1,6%. Класс опасности 5. Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответственно маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведённой площадке.

Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации, их классификация, места (пункты) хранения и способы утилизации отходов представлены в таблице 11.3.



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Таблица 11.3 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства скважины, их классификация и способы утилизации

№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
1	Нефтедержавщие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (ОБР)	010505*	3	Жидкие, пастообразные. Пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдиетоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические ёмкости, 50 м³ (25 м³ - 2 ед.). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости, но не реже 1 раза в трое суток	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию для обезвреживания термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтедержавщих отходов
2	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	3	Жидкие. Пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные герметичные ёмкости (бочки) объемом 200 л. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию по переработке (регенерации) отработанного масла
3	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	3	Твёрдые, пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (99%): полимер – 90%, вода – 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный – 2%; целлюлоза, остатки химреагентов.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м³ (1 м³). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Предварительная сортировка, использование как вторсырьё, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
4	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	3	Твёрдые, пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м³ (1 м³). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
5	Черные металлы (металлолом)	160117	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe2O3 – 89,12%, Al2O3 – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические контейнеры, 1 м³. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Использование повторно для собственных нужд предприятия или передача специализированной организации на переработку, разборка на компоненты, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
6	Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	4	Твёрдые, неопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe2O3 – 79,2%, Al2O3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 м³. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз в специализированную организацию, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
7	Смешанные коммунальные отходы	200301	5	Твердые, неопасные, нерастворимые.	Гидроизолированная площадка на	Раздельный сбор перерабатываемых фракций



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
	(ТБО)			Инертные. Состав отходов (%): бумага и древесина – 60; тряпье - 7; пищевые отходы -10; стеклобой - 6; металлы - 5; пластмассы - 12.	буровой. Специальные контейнеры для ТБО, 0,75 м ³ (1 м ³) х3 ед. Периодичность вывоза – 1 раз в 1-3 суток.	коммунальных отходов (ТБО) на месте их образования**** Последующий вывоз в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов – уничтожение термическим методом.

* отходы классифицируются как опасные отходы.

**места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект.

*** Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

**** Сортировка отходов по морфологическому составу согласно подпункта 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также с учетом требований приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности»



Предварительный расчет ожидаемых объемов образования отходов при строительстве 1-й скважины

Нефтедержавные буровые отходы (шлам) и буровой раствор

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) произведен в соответствии с «Методикой расчетов объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МООС РК №129 от 03.05.2012 г.

Исходные данные для расчета отходов бурения взяты из технической части проекта.

Объем скважины

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi/4 * D^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности (таб. 4.1 тех. проекта);

D – диаметр долота (таб. 5.2 тех. проекта), м²;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 11.4 и 11.5.

Таблица 11.4- Конструкция скважины

Интервал	Конструкция скважины		
	Направление 0-50	Кондуктор 50-700	Эксплуатационная 700-2203,65
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9

Таблица 11.5- Расчет объема скважины

Интервал		Коэффициент кавернозности, K	$\pi/4$	D ² , м	Длина интервала L, м	V _{скв} , м ³
0	50	1,2	0,785	0,155	50	7,301
50	700	1,1	0,785	0,087	650	48,831
700	2203,65	1,1	0,785	0,047	1503,65	61,025
Итого:						117,157

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_{скв} - объем скважины

$$V_{\text{ш}} = 117,157 * 1,2 = 140,588 \text{ м}^3$$

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 K₁ = 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.

$$V_{\text{ц}} = 0,047 * 3,14 / 4 * 2203,65 = 81,304 \text{ м}^3$$



$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 117,157 * 1,052 + 0,5 * 81,304 = \mathbf{188,551 \text{ м}^3}$$

Объем буровых сточных вод

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 * 188,551 = \mathbf{377,102 \text{ м}^3}$$

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: $377,102 \text{ м}^3 * 1,08 = \mathbf{407,270 \text{ т/скв.}}$ БСВ передаются в стороннюю организацию по договору.

Отходы бурения

Объем образования отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) определяется по формуле:

$$Q = V_{\text{ш}} * \rho_{\text{ш}} + V_{\text{обр}} * \rho_{\text{обр}}$$

где:

$\rho_{\text{ш}}$ - удельный вес бурового шлама, $1,75 \text{ т/м}^3$;

$\rho_{\text{обр}}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, $1,26 \text{ т/м}^3$.

Объем образования отходов бурения при бурении 1-й скважины:

$$Q = 140,042 * 1,75 + 187,770 * 1,26 = \mathbf{481,664 \text{ т/скв.}}$$

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)

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.

Данные для расчетов приняты согласно раздела II. «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА» п.2 «Сведения об энергоснабжении» технического проекта.

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_{\text{д}} * (1 - 0,25),$$

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_{\text{д}}$ - нормативное количество израсходованного моторного масла по технике, работающей на дизельном топливе, $N_{\text{д}} = Y_{\text{д}} * H_{\text{д}} * \rho$, кг;

$Y_{\text{д}}$ - расход дизельного топлива, л

$H_{\text{д}}$ - норма расхода масел л/100 расхода топлива по технике, работающей на дизельном топливе (3,2 л/100 л);

0,86 - плотность дизтоплива (ГОСТ 305-82);

0,25 - доля потерь масла;

ρ - плотность моторного масла, 930 кг/м^3 ($0,93 \text{ т/м}^3$). Методика нормативов предельного размещения отходов производства и потребления п.2.4. Приложение №16 к приказу Министра ООС РК №100-п от 18.04.08 г.;

$$Y_{\text{д}} = 372,619 \text{ т} / 0,86 * 1000 = 433277,91 \text{ л}$$

$$N_{\text{д}} = (433277,91 * 0,032 * 0,93) / 1000 = 12,894 \text{ т моторного масла.}$$

$$N = 12,894 * (1 - 0,25) = \mathbf{9,671 \text{ т отработанного масла.}}$$



Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Расчет количества отработанного моторного масла 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 ($W = M_o * 0,15$);

$$N = 0,01 + (0,01 * 0,12) + (0,01 * 0,15) = \mathbf{0,0127 \text{ т/скв.}}$$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)

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.

Отработанная тара

$$N_1 = ((1066 + 363 + 355 + 363 + 432 + 181 + 710 + 1636 + 141 + 72 + 795,68 + 84,98 + 139,05 + 185,4 + 33,85 + 970,47 + 179,66 + 415,2) / 25 * 0,1 + (28700 + 4777 + 2852 + 36531 + 79970 + 4100 + 22300) / 50 * 0,15) * 10^{-3} = \mathbf{0,588 \text{ т/скв.}}$$

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Расчет количества огарков сварочных электродов 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.

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов и определяются по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q$$

где: $M_{\text{ост}}$ – расход электродов на скважину, т;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,060 * 0,015 = \mathbf{0,0009 \text{ т/скв.}}$$

Черные металлы (металлолом)

В процессе демонтажа оборудования и при бурении скважины в качестве отходов образуется металлолом. Ориентировочное количество отходов составит **0,300 т/скв.**, которое будет уточнено в процессе работы.

Смешанные коммунальные отходы (ТБО)

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{\text{ТБО}} = (P * M * N * \rho) / 365,$$

где: P - норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 м³/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут.;

ρ - плотность ТБО, 0,25 т/м³.



1.Строительно-монтажные работы:

$$Q_{\text{ТБО}} = 4 * 20 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,016 \text{ т}$$

2. Подготовительные работы:

$$Q_{\text{ТБО}} = 3 * 16 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,010 \text{ т}$$

3. Бурение и крепление скважины:

$$Q_{\text{ТБО}} = 34,5 * 16 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,113 \text{ т}$$

4. Испытание скважины:

$$Q_{\text{ТБО}} = 11 * 12 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,027 \text{ т}$$

Общее количество коммунальных отходов, образующегося в процессе строительства скважины, составит: **$Q_{\text{ТБО}} = 0,166 \text{ т/скв.}$**

Компания должна обеспечить отдельный сбор составляющих коммунальных отходов на месте образования по морфологическому составу, согласно подпункта б) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также учесть приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к отдельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному отдельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности».

Данные виды отходов будут вывозиться специализированной организацией по договору с подрядной строительной организацией. Передача (макулатуры, стеклобоя, металлических отходов, отходов пластмасс) специализированной организацией по сбору и транспортировке отходов для использования в качестве вторсырья.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

Буровые сточные воды в объеме 377,102 м³ или 407,270 т передаются совместно с отходами бурения в стороннюю организацию по договору.

Количество отходов, образующееся при проведении планируемых работ на скважинах, принято ориентировочно и будет корректироваться заказчиком по фактическому образованию.

Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации вариантов № 1-4 представлены в таблицах 11.6-11.9.



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Таблица 11.6 – Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 1

Наименование отходов	Код отхода	Объем образования отхода на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год				
			2024 (10 скв.)	2025 (19 скв.)	2026 (12 скв.)	2027 (8 скв.)	2028 (2 скв.)
Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (БШ и ОБР)	010505*	481,664	4816,64	9151,616	5779,968	3853,312	963,328
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0127	0,1270	0,2413	0,1524	0,1016	0,0254
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	9,671	96,710	183,749	116,052	77,368	19,342
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	0,588	5,88	11,172	7,056	4,704	1,176
Черные металлы (металлолом)	160117	0,3	3,000	5,700	3,600	2,400	0,600
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	0,0009	0,0090	0,0171	0,0108	0,0072	0,0018
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	0,166	1,660	3,154	1,992	1,328	0,332
Всего		492,4026	4924,026	9355,6494	5908,8312	3939,2208	984,8052

Таблица 11.7 - Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 2

Наименование отходов	Код отхода	Объем образования отхода на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024 (10 скв.)	2025 (19 скв.)	2026 (19 скв.)	2027 (19 скв.)	2028 (17 скв.)	2029 (8 скв.)
Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (БШ и ОБР)	010505*	481,664	4816,640	9151,616	9151,616	9151,616	8188,288	3853,312
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0127	0,1270	0,2413	0,2413	0,2413	0,2159	0,1016
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	9,671	96,710	183,749	183,749	183,749	164,407	77,368
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	0,588	5,880	11,172	11,172	11,172	9,996	4,704
Черные металлы (металлолом)	160117	0,3	3,000	5,7	5,7	5,7	5,1	2,4
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	0,0009	0,0090	0,0171	0,0171	0,0171	0,0153	0,0072
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	0,166	1,660	3,154	3,154	3,154	2,822	1,328
Всего		492,4026	4924,0260	9355,6494	9355,6494	9355,6494	8370,8442	3939,2208



11.ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Таблица 11.8 - Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 3

Наименование отходов	Код отхода	Объем образования отхода на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024 (10 скв.)	2025 (19 скв.)	2026 (20 скв.)	2027 (19 скв.)	2028 (15 скв.)	2029 (9 скв.)
Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (БШ и ОБР)	010505*	481,664	4816,640	9151,616	9633,28	9151,616	7224,96	4334,976
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0127	0,127	0,2413	0,254	0,2413	0,1905	0,1143
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	9,671	96,710	183,749	193,42	183,749	145,065	87,039
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	0,588	5,880	11,172	11,76	11,172	8,82	5,292
Черные металлы (металлолом)	160117	0,3	3,000	5,700	6,000	5,700	4,500	2,700
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	0,0009	0,0090	0,0171	0,018	0,0171	0,0135	0,0081
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	0,166	1,660	3,154	3,32	3,154	2,49	1,494
Всего		492,4026	4924,0260	9355,6494	9848,0520	9355,6494	7386,0390	4431,6234

Таблица 11.9 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 4 на период строительства скважин (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	Объем образования отхода на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024 (10 скв.)	2025 (19 скв.)	2026 (21 скв.)	2027 (27 скв.)	2028 (22 скв.)	2029 (16 скв.)
Нефтедержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (БШ и ОБР)	010505*	481,664	4816,640	9151,616	10114,944	13004,928	10596,608	7706,624
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0127	0,127	0,2413	0,2667	0,3429	0,2794	0,2032
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	9,671	96,710	183,749	203,091	261,117	212,762	154,736
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	0,588	5,880	11,172	12,348	15,876	12,936	9,408
Черные металлы (металлолом)	160117	0,3	3,000	5,700	6,300	8,100	6,600	4,800
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	0,0009	0,009	0,0171	0,0189	0,0243	0,0198	0,0144
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	0,166	1,660	3,154	3,486	4,482	3,652	2,656
Всего		492,4026	4924,026	9355,6494	10340,4546	13294,8702	10832,8572	7878,4416



Предварительный расчет ожидаемых объемов образования отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (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_o – поступающее количество ветоши, тонн; M – норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12 \cdot M_o$, тонн; W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15 \cdot M_o$, тонн.

Количество отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования будет корректироваться по фактическому образованию.

Предельные объемы образования отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам разработки представлены в таблицах 11.10-11.13.

Таблица 11.10- Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 1 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	Норма образования отхода на единицу оборудования	Объемы накопления отходов, тонн/год				
			2024	2025	2026	2027	2028
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)			3	15	11	6	1
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0015	0,0045	0,0225	0,0165	0,0090	0,0015
Всего			0,0045	0,0225	0,0165	0,0090	0,0015

Таблица 11.11- Предельные объемы накопления при реализации вариантов №2 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	Норма образования отхода на единицу оборудования	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)			2	15	16	13	13	7
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0015	0,003	0,0225	0,0240	0,0195	0,0195	0,0105
Всего			0,003	0,0225	0,0240	0,0195	0,0195	0,0105



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Таблица 11.12- Предельные объемы накопления при реализации вариантов № 3 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	Норма образования отхода на единицу оборудования	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)			2	14	15	13	10	8
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0015	0,003	0,0210	0,0225	0,020	0,015	0,012
Всего			0,003	0,0210	0,0225	0,020	0,015	0,012

Таблица 11.13- Предельные объемы накопления при реализации вариантов № 4 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	Норма образования отхода на единицу оборудования	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024	2025	2026	2027	2028	2029
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)			3	16	18	15	17	8
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0015	0,0045	0,024	0,027	0,0225	0,0255	0,012
Всего			0,0045	0,024	0,027	0,0225	0,0255	0,012

В целях обеспечения охраны окружающей среды и благоприятных условий для жизни и (или) здоровья человека, уменьшения количества подлежащих захоронению отходов и стимулирования их подготовки к повторному использованию, переработки и утилизации устанавливаются лимиты накопления и лимиты захоронения отходов для объектов I и II категорий (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»).

Согласно ст. 320 Экологического Кодекса РК под *накоплением отходов* понимается временное складирование отходов в специально установленных местах.

Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок **не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;



2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Лимиты накопления отходов и лимиты захоронения отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в Программе управления отходами при получении экологического разрешения и устанавливаются в соответствующем экологическом разрешении. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Лимиты накопления отходов будут установлены на следующих стадиях рабочего проектирования.

11.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов

На предприятии АО «ММГ» 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 гидроизолированных 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 утилизации.

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.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 11.14 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1 (базовый)		
Локальный 1 балл	Кратковременный 1 балл	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 2 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Кратковременный 1 балл	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 2 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Кратковременный 1 балл	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 2 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 4		
Локальный	Кратковременный	Слабая



11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
1 балл	1 балл	2 балла
Интегральная оценка 2 балла – воздействие низкой значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №3) находится в пределах 2 баллов, что соответствует воздействию низкой значимости.

При воздействии «*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.

Вывод: Анализ оценки воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления в процессе разработки месторождения Асар по четырем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием отходов производства и потребления, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2, №3 и №4 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, выкидных трубопроводов, водоводов и др.). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №4, который предполагает наибольшее воздействие на окружающую среду отходов производства и потребления, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №3 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №3, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.



12. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

12.1 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 нефтегазодобывающей промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве и ремонте скважин. При разработке 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, смещение 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.

12.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) при бурении скважины

В процессе бурения и эксплуатации скважин 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.

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 грифообразование (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°C 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.

12.2 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 на геологическую среду, главным образом, возможно в процессе откачки нефтегазовой смеси. Отбор углеводородного сырья 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 пластового флюида 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.

Для предотвращения снижения порового давления залежей на месторождении Асар действует система поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.

Воздействие при эксплуатации новых объектов и объектов действующего производства на геологическую среду неразрывно связаны ввиду разработки одного и того же месторождения углеводородов. Кумулятивная (совокупная) значимость воздействия при эксплуатации – слабая.

В целом воздействие на геологическую среду при проведении планируемых работ (недра), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить следующим образом:

Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней 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		
Вариант 4		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Умеренная 3 балла
Интегральная оценка 24 баллов – воздействие средней значимости		



Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №2) находится в пределах 24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии «*средней значимости*» изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

12.3 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.

12.4 Охрана недр

Охрана недр при проведении работ по строительству скважин на месторождении Асар должна проводиться в соответствии с Законом «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 внутрискважинного 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 буровых работ должен быть 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 специализированной организации для последующей обработки и утилизации шлама по договору. 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.

Ремонтные операции должны вестись строго равномерно без проявления флюидов и поглощения технологических растворов.

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 растворов, не влияющих на коллекторские свойства пласта.

С точки зрения охраны окружающей среды предлагаемый данным проектом цементный раствор отвечает всем необходимым требованиям. Компоненты раствора подобраны таким образом, чтобы предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы по цементированию скважины необходимо проводить с учетом следующих требований:

- выбор материалов для цементирования скважин необходимо проводить, учитывая горно-геологические условия месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять не менее 20°C и не более 55°C.
- 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 недопущения 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 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°C;
- цемент должен характеризоваться низким водоотделением, ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах. Эти свойства данного цемента позволяют рекомендовать его в качестве основного для цементирования скважин на месторождении.

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 получению 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 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 раствора, 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 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 разработке месторождения 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 ремонтных работ (испытания) и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с нормативными требованиями.



13. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

13.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в период осуществления проектных работ, можно выделить следующие типы воздействий:

- шумовое;
- вибрационное;
- электромагнитное,

Шумовое воздействие

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду в процессе выполнения проектируемых работ.

Величина шума зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду при выполнении сейсморазведочных работ. В силу специфики проектируемых работ уровни шума будут изменяться в зависимости от используемых видов техники (оборудования).

При проведении планируемых работ источником шума будет являться дизельные двигатели буровых установок, спецтехника и автотранспорт и компрессорные станции.

Ожидаемые уровни шума от предполагаемых источников на участках работ представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования

Техника	Уровень звука на расстоянии 1 м от оборудования, дБА	Расстояние (м)						
		10	20	50	60	1000	1500	2000
Дизельные электростанции (66-200кВт)	92	88	84	77	76	52	44	-
Грузовой автомобиль: - двигатель мощностью 75-150 кВт;	83	79	75	68	67	43	-	-
-двигатель мощностью 150 кВт и более	84	80	76	69	68	44	-	-
Бульдозер	90	86	82	75	74	50	42	-

Источники: BS 5228, 1997, Справочник, Рыбальский, 95, ГОСТ 27436 «Внешний шум автотранспортных средств. Допустимые уровни и методы измерения», Сулейманов, Л.И. Вейхайзер, Недра, 1990 «Шум и вибрация в нефтяной промышленности».

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука – примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстояние до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей



территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Воздействие на население техника и оборудование проектируемых работ оказывать не будет, так как ближайший населенный пункт располагается на расстоянии не менее 1,5-2,0 км от участка работ. В соответствии с ГОСТ 27409-97 реализация мероприятий по защите персонала позволит обеспечить на рабочих местах допустимый уровень шумового воздействия.

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума персонала и населения.

Проектными решениями применены строительные машины, которые обеспечивают уровень звука на рабочих местах, не превышающий 80 дБ, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-2014 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. «Шум. Общие требования безопасности». Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Для индивидуальной защиты от шума предусмотрено применение противошумных вкладышей, перекрывающих наружный слуховой проход; защитных касок с подшлемниками.

Технологическое оборудование в период эксплуатации может оказывать шумовое воздействие на окружающую среду.

Шумовые характеристики применяемого оборудования соответствуют нормативным ПДУ и не создадут шумового загрязнения на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Акустические расчеты и замеры для снижения шума на площадке проектируемых работ не проводятся, так как проектируемые работы проводятся на территории месторождения, имеющего установленную СЗЗ, при этом в пределах СЗЗ месторождения отсутствуют населенные пункты.

Вибрационное воздействие

По своей физической природе вибрации тесно связаны с шумом. Вибрации представляют собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука, воспринимаемого только ушами, вибрация воспринимается различными органами и частями тела.

Вибрация приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной нервной системы, способствует заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрация возникает вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

В высокопористых водонасыщенных грунтах интенсивность и дальность распространения вибрации в 2-4 раза выше, чем в песчаных или плотных скальных (обломочных) грунтах. При наличии в дорожной одежде слоев из зернистых несвязных материалов ускорение вибрации снижается в 1,5-2 раза.



Борьба с вибрационными колебаниями заключается в применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний и соблюдении технологических параметров работы оборудования.

Для снижения вибрации и уменьшения влияния ее последствий, как на человека, так и на окружающий животный мир необходимо выполнение следующих мероприятий:

- установление на работающем оборудовании гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- установление вибрирующего оборудования на самостоятельный фундамент;
- сокращение (для обслуживающего персонала) времени пребывания в условиях вибрации;
- применение (для обслуживающего персонала) средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное воздействие

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, персональные компьютеры (ПК), широко используемые в производстве – все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство за здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи по профилактике:

- заболеваний глаз, в том числе хронических;
- зрительного дискомфорта;
- изменения в опорно-двигательном аппарате;
- кожно-резорбтивных проявлений;
- стрессовых состояний;
- изменений мотивации поведения;
- неблагоприятных исходов беременности;
- эндокринных нарушений и т.д.

Мероприятия по снижению физического воздействия

Мероприятия по снижению уровня шума сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Все технологическое оборудование выбирается таким образом, чтобы обеспечить бесшумную и эффективную работу.

Установки монтируются на виброизолирующих основаниях, уменьшающих звуковые вибрации строительных конструкций.

Для установок, имеющих подвижные части, предусмотрены соответствующие зазоры для изоляции установок от конструкций зданий с помощью противовибрационных опор, обеспечивающих снижение до минимума передачу шума и вибрации.

Вследствие влияния электромагнитных полей, как основного и главного фактора, провоцирующего заболевания, особенно у лиц с неустойчивым нервно-психологическим или гормональным статусом все мероприятия должны проводиться комплексно, в том числе:

- возможные системы защиты, в т.ч. временем и расстоянием;



- противопоказания для работы у конкретных лиц;
- соблюдение основ нормативной базы электромагнитной безопасности.

13.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность

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 Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 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 Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Современная радиоэкологическая ситуация на территории месторождения Асар обусловлена сочетанием природных и антропогенных факторов. Ведущее значение в формировании радиоэкологической ситуации на участке принадлежит природному распределению радиоактивных элементов.

Работы по строительству и эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Асар предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71, 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.

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 Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и «Гигиеническим нормативом к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

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 керны 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-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

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.



Рекомендации по снижению радиационного риска

Предусмотренные проектом меры по обеспечению радиационной безопасности целесообразно дополнить отдельными видами наблюдений и контроля.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места и средства транспортировки нефти и газа, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и газом места утечки газа.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые 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.

В период проведения проектируемых работ, при условии соблюдения требований радиационной безопасности, строительство и эксплуатация проектируемых объектов на месторождении Асар не *окажут радиационного воздействия на окружающую среду*.

В целом возможное физическое воздействие на окружающую среду в процессе работ, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить следующим образом:

Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия
Вариант 1		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		



14. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

14.1 Социально-экономические условия района работ

Рассматриваемая площадь работ находится на территории Каракиянского 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 187,7 тыс. человек. 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 на декабрь 2023 года

Население

Численность населения области на 1 декабря 2023г. составила 785,5 тыс. человек, в том числе 357,6 тыс. человек (45,5%) - городских, 427,9 тыс. человек (54,5%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения области в январе-ноябре 2023г. по сравнению с январем-ноябрем 2022г. (16848 человек) уменьшился на 3,7% и составил 16223 человек. В январе-ноябре 2023г. зарегистрировано новорожденных на 2,8% меньше, чем за соответствующий период 2022г., умерших - на 2,7% больше.

Сальдо миграции положительное и составило 2200 человек (в январе-ноябре 2022г. - 2425 человека), в том числе во внешней миграции - 3241 (2975), во внутренней - -1041 человек (-550 человек).

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в III квартале 2023г. составила 18231 человек. Уровень безработицы со-ставил 5,1% к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 января 2024г. составила 10667 человек, или 3% к численности рабочей силы. Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых пред-приятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2023г. составила 519118 тенге, прирост к III кварталу 2022г. составил 15,3%. Индекс реальной заработной платы в III квартале 2023г. составил 102,2%.

Финансовая система

Финансовый результат крупных и средних предприятий за III квартал 2022г. сложился за счет прибыли в сумме 126,6 млрд. тенге, что на 38,7% меньше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года. Уровень рентабельности составил 13,8%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 26,2%.



Кредитные вложения банков второго уровня в отрасли экономики на конец декабря 2022г. составили 627,9 млрд. тенге. Удельный вес кредитов в иностранной валюте составил 7,7%. Депозиты физических лиц составили 325 млрд. тенге.

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2023г. составили 216951 тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2022г. увеличение составило 8,5% по номинальным и уменьшение на 3,8% по реальным денежным доходам.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в декабре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 110,6%. Цены на продовольственные товары выросли на 9,2%, непродовольственные товары - на 12,5%, платные услуги для населения - на 10,8%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в декабре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. повысились - на 17,2%.

Реальный сектор экономики

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2023 года составил в текущих ценах 3523341,2 млн.тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2022г.реальный ВРП увеличился на 9,9%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 53,9%, услуг 37,1%.

Объем промышленного производства в январе-декабре 2023г. составил 2989380,6 млн. тенге в действующих ценах, что на 1% меньше, чем в соответствующем периоде 2022г.

В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров объемы производства снизились на 1,4%, увеличение зафиксировано в обрабатывающей промышленности - на 0,8%, в снабжении электро-энергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - увеличение на 1,6%, в водо-снабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - увеличение на 4,4%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2023г. составил 33886,4 млн. тенге, что больше, к соответствующему году 2022г. на 6,8%.

Объем строительных работ (услуг) составил 333678,4 млн.тенге, или 149,7% к январю-декабрю 2022г.

Объем грузооборота в январе-декабре 2023г. составил 28578,6 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 99,3% к январю-декабрю 2022г. Объем пассажирооборота - 3784,6 млн. пкм, или 100,6% к январю-декабрю 2022г.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2023г. составил 1094274,6 млн.тенге, или 134,3% к соответствующему периоду 2022г.

Торговля

Объем розничной торговли в январе-декабре 2023г. составил 421,6 млрд. тенге или на 17,7% больше соответствующего периода 2022г.

Объем оптовой торговли в январе-декабре 2023г. составил 556 млрд. тенге, или 136,2% к уровню со-ответствующего периода 2022г.

По предварительным данным в январе-ноябре 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 200471,5 тыс. долларов США и по сравнению с январем-ноябрем 2022г.



увеличилась на 5,1%, в том числе экспорт - 30121,7 тыс. долларов США (на 15% больше), импорт - 170349,8 тыс. долларов США (на 3,5% больше).

Статистика предприятий

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 января 2024г. составило 16812 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 2,4%, в том числе 16439 единицы с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 13881 единиц, среди которых 13508 единицы - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 14614 единицы и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 2,8%.

При условии соблюдения «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49, изменение санитарно-эпидемиологического состояния территории в результате намечаемой деятельности *не ожидается*.

Строительство производственных объектов будет осуществляться подрядной организацией, с привлечением трудовых ресурсов из числа местного населения близлежащих населенных пунктов. Следует отметить, что опасные воздействия для социально-экономической сферы могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. Однако, принятые проектом технические решения по обеспечению безопасности, которые учитывают все возможные чрезвычайные ситуации при строительстве и эксплуатации, а также постоянно разрабатываемые на предприятии мероприятия по повышению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что риск возникновения аварии маловероятен и может вызывать малозаметные изменения в социально-экономической среде.

14.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности 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 МООН РК (Астана, 2010 г.), в ходе оценки воздействия рассматриваются компоненты социально-экономической среды, представленные в Таблице 14.1.

Таблица 14.1 - Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Доходы и уровень жизни населения	Перевозки грузов всеми видами транспорта
Здоровье населения	Услуги в области строительства



Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Демографическая ситуация	Технологии и услуги в области бурения скважин, КРС и ПРС
Образование и научно - техническая сфера	Землепользование
Отношения населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Сельское хозяйство
Рекреационные ресурсы	Внешиэкономическая деятельность
Памятники истории и культуры	

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 14.2).

Таблица 14.2 - Градации воздействия на социально-экономическую среду

Градация воздействия	Критерий	Балл
<i>Пространственные воздействия</i>		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
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



14. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Градация воздействия	Критерий	Балл
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 14.3).

Таблица 14.3 - 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

В Таблице 14.4 приведена предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду в период строительства и на этапе эксплуатации запроектированных объектов по всем вариантам.

Таблица 14.4 - Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
СТРОИТЕЛЬСТВО				
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное +2 балл	Высокое положительное +11 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Демографическая ситуация	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное +4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Землепользование	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Итоговая оценка: (+76) + (-0) = (+76) Высокое положительное				
ЭКСПЛУАТАЦИЯ				



14. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Демографическая ситуация	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Итоговая оценка: $(+68) + (-0) = (+68)$ Среднее положительное				

Планируемая проектная деятельность реализуется на существующем предприятии, которое стабильно работает и имеет стабильную прибыль, цель проекта удержаться уже на достигнутом уровне добычи продукции. Поэтому в период СМР заложено строительство значительного количества скважин и объектов и в следствии будет привлечено значительное количество подрядных организаций. Как видно из таблицы, приведет к увеличению трудовой занятости местного населения и увеличению доходов. В процессе эксплуатации месторождения возможно незначительное увеличение рабочего персонала, что не повлечет за собой значительного роста трудовой занятости и доходов населения.

В целом при выполнении всех необходимых мероприятий и технических решений намечаемая деятельность по разработке месторождения Асар не окажет негативного воздействия на социально-экономическую сферу. Можно утверждать, что при реализации проекта факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу намного превысят отрицательные.

Таким образом, в результате реализации Проекта разработки месторождения Асар *ожидается положительный эффект в социально - экономическом аспекте.*

Реализация проекта позволит улучшить ситуацию с занятостью персонала подрядных организаций, что является положительным фактом, одновременно будет способствовать возможностям расширения бизнеса и развития сопутствующих отраслей промышленности. Эти факторы окажут как прямое, так и косвенное воздействие на доходы и уровень жизни населения.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: экологическая и санитарно-эпидемиологическая обстановка в районах, демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения. К прямому положительному воздействию следует отнести повышение качества жизни



персонала, задействованного при реализации проекта. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов граждан будут сопровождаться повышением благосостояния и улучшением условий проживания населения. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при проведении намечаемой деятельности могут быть:

- выбросы вредных веществ в атмосферу от работающей техники и оборудования;
- проявления физических факторов (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация/захоронение отходов производства и потребления.

Особо охраняемые территории и культурно-исторические памятники

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Асар не выявлены, поэтому планируемые работы не могут оказать отрицательного воздействия на заповедные территории.

Выявленных памятников истории и культуры на площади проектируемых работ нет. В целом, планируемые работы не будут иметь никакого воздействия на состояние охраняемых историко-культурных памятников.

Интегральная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую сферу

В соответствии с принятой методикой оценки воздействия проектируемых работ на компоненты социально-экономической сферы, заключительным этапом оценки воздействия является интегральная оценка данного комплекса работ по всем трем градациям оценки с учетом мероприятий по смягчению отрицательных и усилению положительных воздействий.

В целом, при реализации проекта слабое положительное воздействие будет оказано на многие компоненты социально-экономической среды. Из них: трудовая занятость, доходы населения, экономический рост и развитие, инвестиционная деятельность имеют лишь положительное воздействие. Такие компоненты как здоровье населения и отношения с местным населением испытывают умеренное воздействие как положительного, так и отрицательного характера. Только низкое отрицательное воздействие отмечено по землепользованию.

Таким образом, при реализации проекта факторы положительного воздействия несколько превысят отрицательные, а общее возможное воздействие намечаемой деятельности на социально-экономическую среду будет *среднее положительное*.

14.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде. Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных



повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае выброса газа, разлива нефти, т.к. данная авария будет краткосрочной.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.



15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

Оценка воздействия проведена согласно "Методическим указаниям по проведения оценки воздействия на окружающую среду", Приказ Министра ООС от 29 октября 2010 года № 270-п.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Сопоставление значений значимости воздействия по каждому параметру оценивается по бальной системе по разработанным критериям.

Пространственные масштабы воздействия на окружающую среду определяются с использованием 4 категорий по следующим градациям и баллам:

• *локальное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды, ограниченные рамками территории (акватории) непосредственного размещения объекта или незначительно превышающими его по площади. Воздействия, оказывающие влияние на площади до 1 км². Воздействия, оказывающие влияние на элементарные природно-территориальные комплексы на суше на уровне фаций или урочищ;

• *ограниченное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) площадью до 10 км². Воздействия, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне групп урочищ или местности;

• *местное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) до 100 км², оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафта;

• *региональное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды в региональном масштабе на территории (акватории) более 100 км², оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафтных округов или провинции.

Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия

Градация	Пространственные границы воздействия* (км ² или км)		Балл
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



15. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ

**Примечание: Для линейных объектов преимущественно используются площадные границы, при невозможности оценить площадь воздействия используются линейная удаленность*

Временные масштабы воздействия определяются по следующим градациям и баллам:

- **кратковременное** воздействие - воздействие, наблюдаемое ограниченный период времени (например, в ходе строительства, бурения или вывода из эксплуатации), но, как правило, прекращающееся после завершения рабочей операции, продолжительность не превышает 6-х месяцев;

- **воздействие средней продолжительности** - воздействие, которое проявляется на протяжении 6 месяцев до 1 года;

- **продолжительное** воздействие - воздействие, наблюдаемое продолжительный период времени (более 1 года, но менее 3 лет) и обычно охватывает период строительства запроектированного объекта;

- **многолетнее (постоянное)** воздействие - воздействия, наблюдаемые от 3 лет и более (например, шум от эксплуатации), и которые могут быть периодическими или часто повторяющимися. Например, воздействие от регулярных залповых выбросов ЗВ в атмосферу. В основном относится к периоду, когда начинается эксплуатация объекта.

Таблица 15.2 - Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия

Градация	Временной масштаб воздействия*	Балл
Кратковременное воздействие	Воздействие наблюдается до 6 месяцев	1
Воздействие средней продолжительности	Воздействие отмечается 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

Величина (интенсивность) воздействия оценивается в баллах по таким градациям:

Таблица 15.3 - Шкала величины интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Балл
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

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности 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. Значимость воздействия определяется по четырем градациям и представлена в таблице 15.4.



Таблица 15.4 - Значимость воздействия

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

Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия:

- *воздействие низкой значимости* имеет место, когда 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;

- *воздействие средней значимости* может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- *воздействие высокой значимости* имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Для определения интегральной оценки воздействия результаты оценок воздействия на компоненты окружающей среды сведены в табличный материал.

Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия, представлена в таблице 15.5.

Таблица 15.5 - Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка (в баллах) и категория значимости воздействия
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
Атмосферный воздух	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Поверхностные воды	отсутствует			
Подземные воды	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Недра	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 баллов
Почва	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Отходы	локальный (1)	кратковременный (1)	слабая (2)	2 балла
Растительность	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Животный мир	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Ландшафты	местный (3)	многолетний (4)	незначительная (1)	12 баллов
Физическое воздействие	местный (3)	многолетний (4)	слабая (2)	24 баллов
Радиационное воздействие	отсутствует			
Интегральная оценка		2-24 балла – воздействие средней значимости		



«Проект разработки месторождения Асар» предусматривает рассмотрение нескольких вариантов разработки добычи углеводородов с целью анализа эффективности и выбора рационального варианта в условиях снижения производственных показателей, для повышения рентабельности эксплуатации месторождения. Повышение производственных показателей месторождения напрямую зависит от количества и дебита эксплуатационного фонда скважин (строительство новых скважин) и рационального метода эксплуатации месторождения, который выбирается с помощью анализа представленных вариантов разработки. Подвергая анализу все предложенные варианты разработки месторождения Асар, нельзя опираться только на экономические, экологические либо социальные аспекты при реализации разработки месторождения. При анализе разработки месторождения необходимо рассматривать все критерии эффективности разработки месторождения. При этом наиболее рациональным считается именно тот вариант, что обеспечивает максимум экономической эффективности. Также необходимо отметить, что при разработке месторождения очень трудно разделять оценку воздействия при строительстве запроектированных объектов от их дальнейшей эксплуатации, т.к. в рамках данного проекта разработка месторождения будет реализовываться уже на существующем месторождении со сложившейся инфраструктурой, так же учитывая, что период разработки по данным проекта планируется до 2096 года и каждый год осуществляется поэтапное строительство запроектированных объектов, разделять оценку воздействия на периоды (строительство/эксплуатация) реализации разработки месторождения нет смысла.

*Анализируя вышеперечисленные категории воздействия проектируемых работ на окружающую среду, можно сделать общий вывод, что значимость ожидаемого экологического воздействия **при реализации рекомендуемого варианта №3 на период разработки месторождения допустимо принять как воздействие 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.

Трансграничное воздействие на окружающую среду при разработке месторождения Асар не ожидается.

Намечаемая деятельность, при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Комплексная оценка воздействия намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды позволяет подтвердить решение по выбору варианта разработки месторождения Асар 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.

Для оценки состояния окружающей среды и прогнозов развития компания проводит постоянные наблюдения и инструментальные замеры. 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».



16. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

АО «Мангистаумунайгаз» имеет разработанный и внедренный на предприятии План ликвидации аварий (ПЛА), который регламентирует порядок ликвидации аварий, их способы ликвидации и мероприятия по предотвращению разлива и загорания нефти, мероприятия по сбору и утилизации разлитой нефти и ликвидации последствий разлива, мероприятия при пожаре или взрыве, план действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

В целях обеспечения безаварийности производства и повышения эффективности производственных процессов на предприятии проводятся профилактические работы по выявлению и диагностики возможных повреждений оборудования.

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);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций рассматривается нами отдельно для процесса строительства скважины и процесса строительства и эксплуатации нового технологического оборудования установок (ГУ, ЗУ и УПСВ).

16.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций

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 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствий			
	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 $10^{-2}-10^{-4}$	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 16.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 500 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Эксплуатационное бурение
1. Поломка буровых труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват буровых 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:

$$R = \sum Q_i * D_i * E_i * P_i * K_i * C_i$$

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 (м³), почвы (га), человека (стоимость лечения или жизни и т.д.).

В качестве коэффициентов вероятности события использованы 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 $Q_i * D_i * E_i$ определяется с помощью физико-математических моделей распространения веществ в приземном слое воздуха. Поле концентраций токсиканта $C/\text{ПДК} > 1$ разбивается на зоны с различными кратными значениями ПДК и определяется число людей, находящихся в каждой зоне (P_i).

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 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.

16.1.1 Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

Авариями в процессе капитального ремонта 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 – обрыв 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 нефтегазоводопрооявления (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 разъемом 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 нефтегазоводопроявлений 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 большой 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.

16.1.2 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, 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.

16.1.3 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 нефтегазопоявлениях 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 прихват-безопасный 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 нефтегазоводопроявлений 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.

16.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов (ГУ, ЗУ и УПСВ)

16.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки и грозовые явления.

Согласно данным сейсмического районирования территория прохождения трубопровода не входит в зону риска по сейсмоактивности.

В соответствии с СП РК 2.03-30-2017, сейсмичность участков строительства на месторождении составляет 6 баллов по шкале Рихтера. Землетрясение может разрушить разработанную стабильность системы и подстилающие структуры, серьезный ущерб инфраструктуре маловероятен. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

В результате неблагоприятных метеоусловий, таких как сильные ураганные ветры, повышенные атмосферные осадки, могут произойти частичные повреждения оборудования, кабельных линий электропередач.

Описываемая территория расположена в условиях резко континентального климата, с жарким и сухим летом и умеренно холодной и малоснежной зимой. Вероятность возникновения указанных чрезвычайных ситуаций незначительная, за исключением ветров



ураганной силы и пожаров. Пожары могут быть инициированы как природными факторами (грозы), так и неосторожным обращением персонала с огнем и нарушением правил техники безопасности.

16.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- аварии с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на оборудовании, разливы ГСМ при проведении строительных работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При оценке риска намечаемой деятельности на планируемой территории можно выделить такие потенциально опасные объекты, как строительная спецтехника и автотранспорт.

В производственном процессе участвуют и используются:

- дизельное топливо для спецтехники и автотранспорта, отнесенное к категории взрыво-пожароопасных и вредных веществ;
- оборудование с вращающимися частями;
- грузоподъемные механизмы.

Выезд транспорта в неисправном, его опрокидывание могут привести к возникновению аварий и, как следствие, к утечке топлива. Утечка топлива, в свою очередь, может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова и подземных вод в результате фильтрации атмосферных осадков через загрязненный почвенный слой. Площадь такого загрязнения небольшая (порядка нескольких квадратных метров). Количественные показатели загрязнения зависят от размеров бака автомобиля (максимум 120 л).

И хотя площадные и временные масштабы подобных загрязнений обычно небольшие, интенсивность их довольно высока. Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ.

Кроме прямого загрязнения почвенного покрова и уничтожения растительности, аварии автотранспортных средств с разливом топлива могут быть причиной загрязнения подземных вод.

Техногенные факторы потенциально более опасны. При реализации проектных решений возможны локальные аварии, возникающие при утечках дизельного топлива и ГСМ. К процессам повышенной опасности следует отнести погрузочно-разгрузочные операции.

Характер воздействия - кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная, меньшая, чем вероятность дорожно-транспортных происшествий, риск которых оценивается в 1×10^{-4} .

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и



положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Одним из мероприятий, предупреждающих аварийные ситуации с автотранспортом и другой строительной техникой, занятыми при производстве работ, является своевременная диагностика используемой техники (неисправная техника и оборудование не должны допускаться на участок работ).

Вероятные аварии с разливом ГСМ

Аварии с разливом ГСМ являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера. Масштабы аварий носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой. По последствиям для окружающей среды подобные аварии ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных, подземных вод и почвенного покрова. В отдельных случаях аварии этого рода осложняются возгоранием нефтепродуктов, и, как следствие, загрязнение атмосферы ядовитыми продуктами сгорания.

16.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ

Осуществление строительно-монтажных работ будет вестись поэтапно и по степени экологической опасности последствий является безопасным производственным процессом, и аварийные ситуации могут быть связаны только с неисправным технологическим оборудованием и техникой, что напрямую связано с человеческим фактором. Строительные работы не требуют обязательной оценки экологического риска, но так как в процессе работ используются пожароопасные вещества (дизельное топливо, ГСМ), поэтому далее будет рассматриваться вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций, при строительных работах являются:

- профилактический осмотр спецтехники и автотранспорта;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение строительных работ на площадке.

При аварийных утечках дизельного топлива и ГСМ с учетом запроектированных требований к строительству площадки, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Возникновение таких аварийных ситуаций маловероятно из-за 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.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования аварийные выбросы сводятся к минимуму или исключаются полностью.

16.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть при эксплуатации, являются:

- выброс газа при разгерметизации нефти и газопровода;
- разливы нефти и пластовых вод при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов.

Разгерметизация трубопроводов и технологического оборудования возможна в



случае превышения давления при нарушении условий ведения техпроцесса.

Степень риска для каждого объекта зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу нефти и пластовой воды, выбросу в атмосферу природного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

При наиболее экологически опасных авариях выброс газа, разлив нефти с возгоранием, воздействия будут оказываться на все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, почвенный слой, растительность и животный мир. В результате аварии в атмосферу будет выброшен значительный объем продуктов горения. Высокая рассеивающая способность атмосферы региона не будет способствовать локальному накоплению продуктов сгорания, однако в непосредственной близости от места аварии, вероятнее всего, будет иметь место кратное превышение ПДК по оксидам азота и углерода.

Воздействие на почвы может выразиться в ликвидации почвенного слоя в месте горения (за территорией промплощадок скважин), в обжиге грунтов поверхностного слоя и выгорании гумуса, что повлечет за собой утрату структуры почв и плодородия.

В радиусе нескольких сот метров может выгореть растительность, однако на следующий сезон она полностью восстанавливается за исключением эпицентра пожара, где плодородные свойства почв будут утрачены.

В результате такой аварии погибнут практически все насекомые, пресмыкающиеся и грызуны, находящиеся в эпицентре аварии. После ликвидации аварии насекомые и грызуны, как правило, вновь осваивают нарушенные местообитания при условии восстановления там кормовой базы в течение следующего сезона. Воздействие на наземных млекопитающих и птиц будет значительно меньше, они в силу своей мобильности покинут зону бедствия.

Данный сценарий аварий отражает самый пессимистический вариант и оценивается как маловероятный.

Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобной чрезвычайной ситуации должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы в таблице 16.3.

Предлагаемые матрицы – это специальные таблицы, где столбцы соответствуют компонентам окружающей среды, в которых проявились негативные последствия намечаемой деятельности, а строки соответствуют градациям уровням тяжести этих последствий. На пересечении строк и столбцов, при помощи условных значков (например, значка «х») и отражается уровень риска.

В матрице экологического риска, показанной в таблице 16.3, используются баллы



значимости воздействия, полученные при оценке воздействия аварий.

Если вероятность появления конкретного воздействия крайне мала, то даже при высокой значимости воздействия, вероятность негативных последствий может соответствовать низкому экологическому риску (терпимый риск).

В матрице использована следующая градация риска:

- В - высокая величина риска;
- С - средняя величина риска;
- Н - низкая величина риска.

В соответствии с международной практикой маркировки опасностей (риска), наиболее высокий риск можно маркировать красным цветом, средний – желтым и низкий – зеленым.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока производственной деятельности.

Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год. По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды.

Каждой степени изменения соответствует значимость воздействия, которая определяется по методике оценки воздействия для штатной ситуации.

Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды	Частота аварий (число случаев в год)					
		$<10^{-6}$	$\geq 10^{-6} < 10^{-4}$	$\geq 10^{-4} < 10^{-3}$	$\geq 10^{-3} < 10^{-1}$	$\geq 10^{-1} < 1$	≥ 1
		Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (Неправдоподобная) авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10		Н	Н	Н	Н	Н	Н
11-21		Н	Н	Н	Н	С	С
22-32		Н	Н	Н	С	С	В
33-43		Н	Н	С	С	В	В
44-54		Н	С	С	В	В	В
55-64		С	С	В	В	В	В

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определялся следующим образом:

- *Низкий* – приемлемый риск/воздействие;
- *Средний* – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- *Высокий* – риск/воздействие неприемлем.

При проведении проектных работ экологический риск оценивается как *низкий – приемлемый риск/воздействие*.



Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска

Значимость воздействия, в баллах	Компоненты природной среды					Частота аварий					
	Атмосферный воздух	Почва	Подземные воды	Растительность	Животный мир	$<10^{-6}$	$10^{-6} < 10^{-4}$	$10^{-4} < 10^{-3}$	$10^{-3} < 10^{-1}$	$10^{-1} < 1$	>1
						Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
При строительстве											
Природные риски											
0-10	1	1	1	2	1		*****				
Антропогенные риски											
0-10	1	1	1	2	1				*****		
При эксплуатации											
Природные риски											
0-10	2	3	2	3	3		*****				
Антропогенные риски											
0-10	2	3	2	3	3			*****			

16.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль, а также:

- строгое выполнение проектных решений при проведении строительных работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования при строительстве и эксплуатации объектов;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления.

Компания в полной мере должна осознавать свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на заводе и взаимодействовать с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Предприятием должен быть разработан План ликвидации аварий (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий предусматриваются оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов, согласованными с Гортехнадзором РК.



При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

В рамках данного проекта техническими решениями для предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов на технологических установках предусмотрено следующее:

- герметизированная схема технологического процесса;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов,
- высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль (системы аварийного оповещения и связи),
- размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- технологические методы защиты от коррозии,
- после сдачи проектируемых объектов в эксплуатацию будет производиться жесткий контроль за изменением толщины стенки трубопровода, появлением микротрещин наземного оборудования и трубопроводов.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов, коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все площадки будут выполнены с твердым покрытием и устройствами для сбора дренажа.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

В случае фиксации аварийных ситуаций, связанных с загрязнением окружающей среды, руководство предприятия должно проинформировать о данных фактах областной Департамент экологии, принять меры по ликвидации последствий после аварий, определить размер ущерба, причиненного компонентам окружающей среды, осуществить



соответствующие платежи в фонд охраны природы. Своевременная ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую природную среду.

После устранения аварийной ситуации на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций. План детализации мониторинга должен быть 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 аварийной ситуации вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории, в том числе в течение двух лет после её завершения.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, соблюдение правил безопасности и производственных инструкций, своевременное проведение инструктажей приведет к исключению возникновения аварий.

16.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

Согласно ст. 211 ЭК РК при возникновении аварийной ситуации на объектах I и II категорий, в результате которой происходит или может произойти нарушение установленных экологических нормативов, оператор объекта безотлагательно, но в любом случае в срок не более двух часов с момента обнаружения аварийной ситуации обязан сообщить об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предпринять все необходимые меры по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха вплоть до частичной или полной остановки эксплуатации соответствующих стационарных источников или объекта в целом, а также по устранению негативных последствий для окружающей среды, вызванных такой аварийной ситуацией.

Предприятием должен быть разработан *План ликвидации аварий (ПЛА)*, в котором с учетом специфичных условий предусматриваются оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов.

При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:



- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

На случай возникновения неконтролируемой ситуации на всех объектах, в каждом подразделении АО «Мангистаумунайгаз» разработаны и действуют Планы ликвидации аварий, в которых определены организация и проведение аварийно-восстановительных работ, в т.ч. по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

При обнаружении аварийных выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е. при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера диспетчер объекта обязан немедленно об этом информировать соответствующие технические службы, а также руководство службы ОТ, ТБ и ООС для принятия мер по нормализации обстановки, а оно, в свою очередь, должно информировать государственные органы охраны окружающей среды и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

Примерный план действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды

Согласно закона «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года № 188-V и Экологического кодекса РК при аварийных ситуациях предприятие должно оповестить следующие государственные органы:

- Департамент экологии по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 301289, 301293
- Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области, тел.: 8(7292) 426844
- ГУ «Служба пожаротушения и аварийно-спасательных работ ДЧС по Мангистауской области МЧС РК», тел.: 8 (7292) 507992, 303200
- Филиал ГУ центр медицины катастроф МЧС РК по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 441014
- Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности МЧС РК по Мангистауской области, тел. 8(7292) 52-66-93.
- МФ «Ак Берен» ТОО «РЦШ ПВАСС», тел. 8(7292) 30-12-30
- Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области, тел. 8(7292) 501909.

При загрязнении почвы и угрозе поступления загрязняющих веществ в подземные воды в результате аварийного разлива пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов:

- обеспечить оперативную локализацию источника (сооружение земляного амбара или дамбы для предотвращения растекания жидкости),
- сбор разлитых пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов (использование сорбирующих материалов)
- уборка территории,



- рекультивация мест аварийного загрязнения,
- передача отходов на утилизацию/переработку,
- учет масштабов загрязнения, заполнение актов, журналов.

При аварийных выбросах в атмосферный воздух:

- оперативное устранение источника аварийного выброса, активирование, учет масштабов загрязнения,
- проведение аналитических/лабораторных исследований воздуха района загрязнения,
- предоставление всех актов и иной информации по аварийной ситуации в государственные органы.

Воздействие на поверхностные водные ресурсы в случае чрезвычайной ситуации не ожидается в виду значительной удаленности водного объекта – Каспийского моря.



17. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов на окружающую природную среду.

В дальнейшем при детальном проектировании рабочей документации по строительству и вводу в эксплуатацию зданий, сооружений и их комплексов согласно принятых проектных решений «Проекта разработки месторождения Асар», предусмотреть соблюдение экологических требований, предусмотренные статьями 210, 211, 227, 345, 393, 394, 395 Экологического Кодекса РК.

17.1 Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

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;
- пылеподавление на всех этапах строительства объектов при выполнении земляных работ;
- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей;
- при перевозке сыпучих материалов и цемента, твердых и пылевидных отходов транспортное средство обеспечивается защитной пленкой или укрывным материалом;
- 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.

Дополнительно рекомендуется:



- газоуравнительная система в резервуарном парке ЦППН, что позволяет снизить выбросы углеводородов на 40%;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой и санитарно-защитной зоны;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- установка катализаторных конверторов для очистки выхлопных газов в автомашинах, использующих в качестве топлива неэтилированный бензин с внедрением присадок к топливу, снижающих токсичность и дымность отработанных газов, оснащение транспортных средств, работающих на дизельном топливе, нейтрализаторами выхлопных газов, перевод автотранспорта, расширение использования электрической тяги;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования.

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе расположения месторождения Асар.

17.2 Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится 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;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;



- при вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться;
- 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.

17.3 Меры по сокращению воздействия на 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. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- ремонт скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования,;
- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных 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 емкость для временного хранения пластовой жидкости;
- обеспечение раздельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах.

Дополнительно предусмотреть:

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;



- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

17.4 Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При проведении планируемых работ должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, 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 недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Освоение скважин 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.

17.5 Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве 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 отсекающими;
- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- 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.

Дополнительно рекомендуется:

- проведение мероприятий по озеленению;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.



В целом почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения. Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, широкое проявление процессов солонцевания почв.

При разработке плана природоохранных мероприятий АО «Мангистаумунайгаз» ежегодно предусматривается озеленение территории месторождения либо ближайших населенных пунктов.

17.6. Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир

Во избежание негативных воздействий на растительность и животных прилегающих к площадке скважины территорий, необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- 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;
- проводить работы по озеленению территории;
- 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.

17.7. Меры по восстановлению земельного участка

По окончании ремонтных работ скважин необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- очистка территории площадки скважины 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:

- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку после окончания ремонта скважин спланировать.



17.8 Мероприятия по управлению отходами

Образователи и владельцы отходов несут ответственность за обеспечение надлежащего управления отходами с момента их образования до момента передачи во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Согласно статье 319 Экологического кодекса Республики Казахстан под **управлением отходами** понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

В соответствии со статьей 327 ЭК физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы обязаны выполнять операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Анализ текущего состояния управления отходами

На месторождениях недропользователей существует определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, накапливаются в местах их образования, собираются в контейнеры/емкости и хранятся на специально отведенных для этих целей местах/площадках (*не более шести месяцев*). В целях упрощения дальнейшего специализированного управления отходами предусматривается раздельный сбор отходов по видам или группам. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого вида отходов, с последующим вывозом самостоятельно или специализированными субъектами путем заключения соответствующих договоров для их дальнейшего восстановления или удаления.

Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, и движение всех отходов регистрируется (т.е. вид, количество, характеристика, маршрут, маркировка, категория, отправная точка, место назначения).

17.8.1 Операции по управлению отходами

Накопление и сбор отходов

На производственном объекте, на территории буровой площадки накопление отходов производится на специально отведенных площадках (местах накопления отходов), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.

Места накопления отходов – площадки с контейнерами, емкостями, герметичными тарами для сбора отходов, исключающими протечки и попадание осадков во внутрь.

Временное складирование отходов на месте их образования разрешается на срок **не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению (п/п.1 п.2 ст.320 ЭК РК).



Кроме того, должны быть установлены контейнеры для раздельного сбора твердых бытовых отходов, вывозимых специализированной подрядной организацией согласно графику вывоза.

Временное складирование неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах) допускается **на срок не более трех месяцев** до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Покрытие всех площадок должно быть выполнено из твердого и непроницаемого материала, асфальтобетонных плит. Площадки должны иметь ограждение и обваловку с трех сторон.

Отходы, образующиеся на буровой площадке до вывоза по договорам временно, накапливаются и собираются в специально отведенных местах:

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) – накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Смешанные металлы (металлолом) собирается в специальные металлические контейнеры, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место восстановления.
- Смешанные коммунальные отходы накапливаются в закрытых металлических/пластиковых контейнерах для ТБО (1 м³).

Транспортировка

Транспортировка отходов к местам восстановления или удаления осуществляется только специализированным автотранспортом. Вывоз отходов осуществляется по заявке работника, ответственного за управление отходами объекта/отдела, который заполняет и подписывает необходимые талоны и передает их подрядчику.

С момента погрузки отходов на транспортное средство и приемки их Подрядной организацией, выполняющей перевозку отходов, и до выгрузки их в установленном месте из транспортного средства ответственность за безопасное обращение с ними несет транспортная компания.

При транспортировке отходов производства не допускается загрязнение окружающей среды в местах их перевозки, погрузки и разгрузки.

При перевозке твердых и пылевидных отходов транспортное средство обеспечивается защитной пленкой или укрывным материалом. Транспортное средство для перевозки полужидких (пастообразных) отходов оснащают шланговым устройством для слива. Пылевидные отходы увлажняют на всех этапах: при загрузке, транспортировке и выгрузке.

При транспортировке отходов производства 1 и 2 класса опасности не допускается присутствие третьих лиц, кроме лица, управляющего транспортным средством и персонала, который сопровождает груз.

Твердые отходы, предназначенные для транспортировки, должны быть упакованы в транспортную тару (металлические, полимерные контейнеры, бочки, ящики, мешки),



предназначенную для защиты от внешних воздействий, вторичного загрязнения окружающей среды и для обеспечения удобства погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и временного хранения. Жидкие отходы допускается транспортировать в тех же ёмкостях, в которых они хранились, проверив, что их крышки (пробки) плотно закрыты (завинчены).

На каждой транспортной таре (контейнере, бочке, ящике, мешке) с отходами в определенных случаях должна быть нанесена маркировка, характеризующая транспортную опасность груза:

Восстановление и удаление отходов

Все отходы, образующиеся в процессе капитального ремонта скважин, будут вывозиться на переработку/утилизацию в соответствии с программой управления отходами на предприятии для АО «Мангистаунаугаз».

Подрядные строительные компании самостоятельно перерабатывают/ утилизируют свои отходы и сточные воды, образующиеся в процессе проведения буровых работ, согласно заключенным договорам со специализированными организациями.

В целом система управления отходами предусматривает планы сбора, хранения, транспортировки отходов на их восстановление и удаление, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления. При выборе способа и места переработки, утилизации или размещения отходов собственники отходов должны руководствоваться общими экологическими требованиями в части обращения с отходами производства и потребления согласно ЭК РК. Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК.

Рекомендуемые способы восстановления или удаления образующихся отходов

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.
- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) - данные отходы подлежат предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их повторного использования в качестве вторичного сырья, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.
- Смешанные металлы (металлолом), отходы сварки (огарки сварочных электродов) - могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия или переданы сторонней специализированной организации на переработку способом разборки на компоненты, сортировки с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка).
- Смешанные коммунальные отходы (твёрдо-бытовые отходы) - обеспечение раздельного сбора коммунальных отходов на месте их образования с последующим



вывозом автотранспортом в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов подвергаются уничтожению термическим методом.

Все образующиеся отходы могут подлежать 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 восстановлением или удалением подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.

Подрядчик по вывозу отходов производства и потребления, образованных при строительстве скважин определяется по итогам проводимого тендера.

17.8.2 Рекомендации по управлению отходами

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».

Программа управления отходами разрабатывается в соответствии с принципом иерархии и должна содержать сведения об объеме и составе образуемых и (или) получаемых от третьих лиц отходов, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления, а также описание предлагаемых мер по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации.

Для функционирования 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.

Для снижения воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления на предприятии предусматриваются следующие эффективные меры:

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: временное складирование отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения отходов;
- изоляция отходов высокой степени опасности;
- разделение несовместимых отходов;
- недопущение смешивания опасных отходов;
- осуществление транспортировки отходов с использованием специальных транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;



- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ в целях исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства;
- заключение договоров со специализированным предприятием на переработку/утилизацию отходов производства и потребления.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

К основным мероприятиям, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду образующихся на предприятии отходов, относятся:

- уменьшение образования отходов у источника;
- минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья;
- минимизация образования отходов путем их восстановления и повторного использования;
- организованное временное складирование и сбор отходов;
- организационные мероприятия.

При соблюдении всех предложенных решений и мероприятий образование и складирование отходов будет безопасным для окружающей среды.

В АО «Мангистаумунайгаз» применяются меры по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами, основывающиеся на иерархии в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды:

- предотвращение образования отходов;
- подготовка отходов к повторному использованию (операции по сортировке, обработке и накоплению образованных отходов);
- переработка, утилизация и удаление отходов согласно договорам со специализированными организациями.

Деятельность АО «Мангистаумунайгаз» строится с учетом максимального использования всех доступных средств для сокращения объема образующихся отходов и использования их в качестве вторичного сырья.

Компания не останавливается на использовании описанных выше процедур и исследует возможность внедрения новых мероприятий вторичного или альтернативного использования отходов, которые направлены на снижение объемов отходов.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта:

- разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;



- поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.



17.МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Таблица 17.1 - План мероприятий по реализации программы управления отходами

№	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7
1	Обустройство мест временного хранения образующихся отходов на 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 участка, отдел экологии	По мере необходимости	Собственные средства компании
2	Внедрение системы раздельного сбора отходов на площадках месторождения	100% предотвращение захламления территории буровой площадки	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, инженер-эколог	Постоянно	Собственные средства компании
3	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 доступных в РК технологий	Руководство компании, отдел экологии	Обеспечить утилизацию отходов на постоянной основе в течение всего периода бурения скважин	Собственные средства компании
4	Инструктаж персонала площадки, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	100% предотвращение захламления территории месторождения	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании
5	Недопущение проливов ГСМ	100% исключение образования замазученного грунта на территории месторождения	Дефектный акт ремонта установок/оборудования, автотранспорта	Инженер-механик, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании



18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (статья 239 ЭК РК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под *экологической системой* (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно п.1 статьи 240 ЭК РК в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статьи 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.



Согласно п. 5 статьи 239 ЭК запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Как упоминалось ранее в разделе 9, проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Асар. Территория работ, обозначенная в проекте, располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Ландшафты месторождения под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке месторождения Асар отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду. При реализации проекта разработки месторождения Асар учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Более подробный перечень природоохранных мероприятия при реализации намечаемой деятельности представлен в разделе 17.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.



Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

- негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.
- в процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.
- реализация намечаемой деятельности не приведет:
 - к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;
 - к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;
 - к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современной уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.



19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Воздействия, которые приводят к постоянному изменению состояния компонента окружающей среды, называют *необратимыми*.

Воздействия, которые приводят к изменениям, способным вернуться в исходное состояние в результате проведения мероприятий по смягчению воздействия/восстановлению компонента окружающей среды или благодаря естественному возобновлению называют *обратимыми*.

Характеристика воздействия по критерию «обратимость» представлена в таблице 19.1.

Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия

Критерий	Характеристика воздействия	Определение
Обратимость	Необратимое	Воздействие, вызывающее постоянное изменение для затрагиваемого компонента окружающей среды
	Обратимое	Восстановление первоначального состояния компонента окружающей среды в результате принятия корректирующих/компенсационных мер и (или) естественного самовосстановления. Необходимо учитывать продолжительность воздействия и восстановления.

Соответствие величины интегральной оценки и категории значимости воздействий приведено в таблице 19.2.

Таблица 19.2- Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		баллы	значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Продолжительный 2	Слабая 2	8		9-27
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	28-64	
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64		

В таблице 19.3 представлены результаты проведенной оценки величины воздействия по градации интенсивности воздействия. При помощи полученных на предыдущем этапе результатов оценки показателей можно охарактеризовать величину самого воздействия с разделением на следующие уровни - незначительное, слабое, умеренное, сильное и вероятность возникновения необратимых последствий.



Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Компонент окружающей среды
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	Ландшафты
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается. Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое	Атмосферный воздух Подземные воды Почвы, Растительный покров Животный мир Недра
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое / необратимое	Физические воздействия
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и экосистем. Компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению	Не выявлено

В таблице 19.3 отражены все основные характеристики (определения), используемые для классификации каждого воздействия по его значимости (от незначительного до сильного уровня значимости).

Установлено, что во время намечаемой деятельности будет преобладать слабое воздействие.

Умеренные негативные воздействия будут отмечаться преимущественно для физических факторов.

Воздействие высокой значимости не выявлено.

Ожидаемые воздействия не приведут к необратимым изменениям экосистем.

Оценка воздействия на окружающую среду показывает, что реализация проекта не окажет критического или необратимого воздействия на окружающую среду территории, которая окажется под воздействием данного проекта.



20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

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.

20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.



Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль за состоянием воздушного бассейна обеспечивает:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-ТП (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

В настоящее время АО «Мангистаумунайгаз» проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с Программой производственного экологического контроля. Вновь вводимые источники выбросов будут включены в Программу производственного экологического контроля предприятия после ввода в эксплуатацию.

Дополнительно рекомендуется:

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой зоны и на контрольных точках с подветренной и наветренной стороны на границе санитарно-защитной зоны;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

20.2 Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов

В рамках программы ПЭК проводятся мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Мониторинговые скважины располагаются в областях наибольшей технологической нагрузки и приурочены в основном к потенциальным источникам воздействия - нефтепромысловым объектам на территории месторождения, а также к полигонам отходов, шламонакопителей и амбаров.

В соответствии с программой ПЭК, периодичность контроля за состоянием водных ресурсов составляет 2 раза в год (подробное описание приведено в разделе 2.2).

Рекомендуется продолжить мониторинг подземных вод в рамках действующей программы ПЭК.

Контроль за водопотреблением и водоотведением при разработке месторождения

Система водопотребления и водоотведения имеет налаженную технологию, которая гарантирует постоянную подачу воды, особенно в зимнее время для предупреждения



замерзания водопровода. Непосредственно процессы строительства и эксплуатации новых объектов связаны с большими объемами потреблением воды на техническое водопотребление (приготовление цементного раствора, закачка буферной жидкости для освоения с целью вызова притока, пылеподавление). Для соблюдения правил по техники безопасности на территории площадок проектируется наличие противопожарного запаса воды на случай аварийной ситуации. Кроме технических нужд вода необходима на потребление в хозяйственно-бытовых целях (подробное описание приведено в разделе 8.1).

На период разработки месторождения комплекс наблюдений за рациональным водопотреблением и водоотведением рекомендуется усилить.

20.3 Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира, мест временного накопления отходов

В соответствии с Программой производственного экологического контроля для объектов АО «Мангистаумунайгаз» мониторинговые наблюдения за динамикой изменения свойств почв на месторождении Асар осуществляют на 4 стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв (подробное описание приведено в разделе 2.3).

В дальнейшем при эксплуатации проектируемых объектов мониторинг почвенного покрова рекомендуется продолжить в существующем режиме.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо осуществлять контроль за чистотой мест временного накопления отходов, своевременной санитарной уборкой, согласно графика.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 месяцев с момента их образования. В этой связи рекомендуется на предприятии вести строгий контроль за объемами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза.

В районе накопления отходов проводить мониторинг состояния окружающей среды, в соответствии с программой, в рамках мониторинга проводить контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определить Программой производственного экологического контроля.

С целью сохранения биоресурсов и своевременного выявления неблагоприятных последствий воздействия на экосистемы на месторождении периодически проводится мониторинг растительности и животного мира (подробное описание приведено в разделе раздел 2.4.2, 2.4.3).

Периодичность наблюдений за состоянием растительного мира предусматривается 2 раза в год (весенний и осенний период). Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

На месторождении проводятся наблюдения за основными видами млекопитающих, распространенных на территории деятельности Компании, включающих 13 видов (сайгак, кабан, волк, шакал, корсак, лисица, заяц, перевязка, степной хорек, суслик байбак, еж) и две группы видов – суслики и тушканчики.

Методика учета путем пеших и автомобильных маршрутов протяженностью не менее 5 км с применением биноклей и фототехники.



Рекомендуется продолжить эпизодический мониторинг растительного и животного мира месторождения Асар в рамках действующей программы ПЭК.



21. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В рамках Экологического кодекса разработана глава «Государственное управление в сфере адаптации к изменению климата», которая предусматривает внедрение семиэтапного процесса адаптации к изменению климата, включающего сбор информации, оценку уязвимости, планирование, разработку, осуществление, мониторинг мер по адаптации к изменению климата в наиболее уязвимых секторах, таких как сельское и лесное хозяйство, водные ресурсы, гражданская защита.

Согласно статье 312 ЭК РК под изменением климата понимается статистически значимое колебание средних показателей состояния климата либо его изменчивости в течение десятилетия или более продолжительного периода, которое прямо или косвенно обусловлено деятельностью человека, вызывающей изменения в составе глобальной атмосферы, и накладывается на естественные колебания климата, наблюдаемые на протяжении сопоставимых периодов времени.

Адаптация к изменению климата осуществляется в соответствии с настоящим Кодексом и международными договорами Республики Казахстан в области изменения климата и означает процесс предотвращения и снижения потерь и использования выгод, связанных с наблюдаемыми и прогнозируемыми воздействиями изменения климата.

Под воздействиями изменения климата понимаются наблюдаемые и прогнозируемые положительные и отрицательные эффекты в экологических системах, обществе и экономике, вызванные изменением климата и связанными с ним экстремальными метеорологическими и иными природными явлениями.

Ключевым направлением усилий по обеспечению устойчивости к изменению климата является устранение уязвимости сообществ, государств и стран в настоящее время в отношении многих последствий изменения климата. В настоящее время усилия по обеспечению устойчивости к изменению климата включают социальные, экономические, технологические и политические стратегии, которые реализуются на всех уровнях общества. От действий местных сообществ до глобальных договоров решение проблемы устойчивости к изменению климата становится приоритетом, хотя можно утверждать, что значительная часть теории еще предстоит воплотить в жизнь. Несмотря на это, существует сильное и постоянно растущее движение, поддерживаемое как местными, так и национальными организациями, направленное на создание и повышение устойчивости к изменению климата.

Рамки устойчивости к изменению климата предлагают множество вкладов, которые могут улучшить наше понимание экологических процессов и лучше вооружить правительства и политиков для разработки устойчивых решений, которые борются с последствиями изменения климата.

Работая над повышением устойчивости к изменению климата, лица, определяющие политику, и правительства могут занять более комплексную позицию, которая поможет смягчить вред последствий глобального потепления до того, как они произойдут. Наконец, перспектива устойчивости к изменению климата способствует большей межуровневой взаимосвязанности систем.

Под уязвимостью к изменению климата понимается подверженность экологических систем, общества и экономики неблагоприятным воздействиям изменения климата.



Уязвимость в основном можно разбить на 2 основные категории: экономическая уязвимость на основе социально-экономических факторов и географическая уязвимость.

Экономическая уязвимость

На базовом уровне экономически уязвимое сообщество - это сообщество, которое плохо подготовлено к последствиям изменения климата из-за отсутствия необходимых финансовых ресурсов. Подготовка общества, устойчивого к изменению климата, потребует огромных инвестиций в инфраструктуру, городское планирование, разработку устойчивых источников энергии и системы готовности

Географическая уязвимость

Второе определение уязвимости относится к географической уязвимости. Наиболее уязвимыми с географической точки зрения местами к изменению климата являются те, на которые повлияют побочные эффекты стихийных бедствий, такие как повышение уровня моря и резкие изменения в экосистемных услугах, включая доступ к продуктам питания.

Для местных и государственных учреждений становится все более важным разрабатывать стратегии реагирования на изменения и адаптировать инфраструктуру для удовлетворения потребностей тех, кто пострадал.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Предложено три основных группы мер адаптации:

Первая группа включает меры по контролю, лечению и профилактике инфекционной и неинфекционной заболеваемости населения, обусловленной изменением климата:

Проведение мониторинга и контроля за санитарно-гигиеническим состоянием объектов и природных очагов, которые могут стать причиной распространения инфекционных заболеваний.

Обеспечение профессиональной подготовки медицинских работников по вопросам профилактики и диагностики метеозависимых состояний.

Выявление и мониторинг здоровья лиц, наиболее чувствительных к изменению климата.

Проведение среди населения иммунопрофилактики с учетом прогнозируемого роста ряда инфекционных заболеваний.

Снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов.

Заблаговременное оповещение населения о возможных климатических изменениях с целью принятия превентивных мер для уменьшения тяжести ответной реакции организма.

Повышение социально-экономических условий жизни населения.

Формирование здорового образа жизни. Повышение уровня санитарно-гигиенической культуры населения.

Вторая группа мер включает использование новых технологий при конструировании и строительстве зданий, обеспечивающих оптимальный температурный режим, комфортные условия для труда и отдыха. Создание зон с охлаждающим микроклиматом -



парки, зеленые зоны, фонтаны в населенных местах. Обустройство водоемов для летнего отдыха на воде населения и обеспечение их спасательными службами и т.д.

Третья группа мер включает совершенствование законодательной базы, обеспечивающей предотвращение негативного влияния климата на состояние здоровья различных групп населения, внесение соответствующих изменений в действующие санитарные нормы и правила, строительные нормы, ГОСТы и т.д.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Сопротивляемость к изменению климата в значительной степени зависит от безотлагательных и масштабных мер по сокращению выбросов парниковых газов.

В рамках реализации Данного проекта предусмотрены все меры, повышающие сопротивляемость к изменению климата.



22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

После ввода в эксплуатацию новых проектных скважин и нового технологического оборудования групповых, замерных и других установок, они будут эксплуатироваться согласно выбранному варианту разработки до конца срока эксплуатации. После истечения срока эксплуатации будет утилизация объектов недропользования.

Осуществление таких работ в будущем потребует разработки специальной проектной документации с предварительным выполнением комплекса инженерных изысканий и прохождением государственной экспертизы.

В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

Ликвидация последствий недропользования подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ по недропользованию.

При возврате территории (участка недр) государству соответственно прекращается право на недропользование, согласно главы 8, статьи 54, пункта 1 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.: «недропользователь обязан ликвидировать последствий операций по недропользованию на предоставленном ему участке недр...».

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», при прекращении операций по недропользованию все производственные объекты недропользователя и земельные участки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни, здоровья населения и охрану окружающей среды.

Любое предприятие, планирующее вывод из эксплуатации и демонтаж опасного производственного объекта, должно обеспечивать безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, а также безопасность зданий и сооружений в зоне влияния. Существенным условием здесь является защита местных сообществ, окружающей среды и имущества в зоне влияния опасных производственных объектов, подлежащих ликвидации. Разработка документов и управленческих действий, регламентирующих безопасные работы с целью остановки или вывода из эксплуатации опасных химических объектов, должна соответствовать правилам и требованиям нормативных документов, в которых изложены перечень и последовательность действий и выполняемых работ и требования к содержанию проекта снятия с эксплуатации.

На данном этапе реализации проекта определить значимость потенциальных экологических и социальных воздействий, связанных с выводом из эксплуатации и ликвидацией объектов проектирования, не представляется возможным. В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

По данным заказчика определяются направления использования демонтированного оборудования, в том числе повторное использование или сдача на металлолом, вывоз на утилизацию.



При проведении ликвидационных работ предусматривается полная разборка с демонтажем технологического оборудования и трубопроводов.

Такой же подход и к иным объектам месторождения: котельным, насосным станциям перекачки нефти и т.д. При их ликвидации указывается перечень демонтируемого технологического оборудования, трубопроводов.

Резервуар, подлежащий демонтажу с помощью шнуровых кумулятивных зарядов, освобождается от нефти, зачищается и подготавливается к огневым работам согласно «Правилам и инструкциям по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений», о чем составляется акт.

Технологические трубопроводы подводящих и отводящих линий демонтируемого резервуара предварительно перед резкой очищаются от остатков нефти, парогазовых смесей нефти с воздухом или заполняются водой.

Соседние действующие резервуары, находящиеся на расстоянии до 30 метров от стенки демонтируемого резервуара, во время проведения взрывных работ опорожняются от нефти.

Разработка проектной документации для этого этапа Проекта должна осуществляться с учетом:

- развития соответствующего нормативно-правового обеспечения и эволюции правового поля к моменту ликвидации предприятия;
- изменения состояния окружающей среды в зоне влияния проекта на момент завершения деятельности;
- разработки новых технологий и методов консервации и ликвидации, которые появятся к моменту завершения эксплуатации проектируемых объектов, в том числе с учетом полученного опыта на предприятиях-аналогах.



23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно ст.67 Экологического кодекса Республики Казахстан послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) должен проводиться составителем Отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

Цель послепроектного анализа заключается в том, чтоб установить соответствие фактических показателей с проектными.

Послепроектный анализ проводится согласно Приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа».

Необходимость проведения послепроектного анализа намечаемой деятельности

Согласно п. 6 ст. 67 ЭК РК оценка воздействия на окружающую среду включает послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, которая проводится, если необходимость его проведения определена в



соответствии с ЭК РК.

Принимая во внимание перечисленные выше требования ЭК РК, целью проведения послепроектного анализа – является подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях, а так же послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду и согласно требованиям ЭК анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Нормативы выбросов ЗВ и лимиты накопления отходов будут рассчитаны в последующих стадиях проектирования, в проектах на строительство скважин и в проектах на обустройство месторождения и установлены в Разрешении на воздействие для АО «Мангистаумунайгаз». Так же в этих проектах будет подробно описана оценка воздействия на все компоненты окружающей среды.

По имеющемуся опыту разработки таких проектов данная намечаемая деятельность согласно Приложения 1 ЭК РК относится к классификации Раздела 2, итогом рассмотрения Заявления о намечаемой деятельности которых является Мотивированный отказ об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду и согласно п.3 ст.49 Кодекса проектируемая намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку.

Учитывая тот факт, что «Проект разработки месторождения Асар» является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки, данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании, то на все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации будут в дальнейшем разработаны отдельные рабочие проекты, а на строительство скважин индивидуальные или групповые технические проекты и разделы ООС к ним.

Перечисленные все выше доводы показывают, что в проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках «Проекта разработки месторождения Асар» нет смысла (нецелесообразно).



24. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК.
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения».
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК.
7. Закон Республики Казахстан от 2 января 2023 года № 183-VII ЗРК «О растительном мире».
8. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК.
9. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
10. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения».
11. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
12. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.
13. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов».
14. 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».
15. 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.
16. 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.
17. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».
18. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».



19. Правила проведения государственной экологической экспертизы. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317.

20. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа».

21. 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.

22. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Приложение № 12 к Приказу МОСНВР РК № 221- О от 12.06.2014 г.

23. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-О.

24. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004 г.

25. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.

26. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах. РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 г.

27. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004 г, Астана, 2004 г.

28. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п.

29. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

30. 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».

31. Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

32. 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».

33. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 «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».



34. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

35. Об утверждении Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138.

36. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

37. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».



25. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

1. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

Требования к разработке Отчета ОВОС прописаны в статье 72 Экологического кодекса РК и Инструкции по проведению экологической оценки (2021 г.). Однако, в Инструкции по проведению экологической оценки нет конкретных требований к содержанию Отчета, нет четкого содержания требуемых пунктов и разделов, глубины проводимых исследований. Поэтому при разработке Отчета о возможных воздействиях разработчик ориентировался на международный опыт, требования предыдущего законодательства и опыт разработки аналогичных отчетов ОВОС.



26. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

ВВЕДЕНИЕ

Краткое нетехническое резюме составлено с обобщением информации «Отчета о возможных воздействиях» в целях информирования заинтересованной общественности.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Асар» разработан в процессе проведения экологической оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Исходными данными для разработки «Отчета о возможных воздействиях» являются:

- Техническое задание, утвержденное заказчиком;
- Проект разработки месторождения Асар.

Цель составления проекта разработки - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Асар по состоянию изученности на 01.01.2024 г., выбор и обоснование наиболее эффективного варианта эксплуатации объекта на период разработки месторождения. В связи с этим были рассмотрены 4 варианта разработки месторождения и, проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы, был выбран наиболее рентабельный вариант разработки месторождения.

Основная цель оценки воздействия на окружающую среду – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды, анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Асар.

«Проект разработки месторождения Асар» является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки месторождения Асар. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. В дальнейшем на последующей стадии проектирования будут разработаны отдельные рабочие проекты на строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов и сооружений, на строительство скважин - индивидуальные / групповые технические проекты с соответствующими материалами экологической оценки к ним.

Заказчик проекта – АО «Мангистаумунайгаз».

Разработчик проекта – филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз».

На основании Контракта, заключенного между АО «ММГ» и Правительством РК от 11.05.1998г., АО «ММГ» осуществляет разработку и доразведку на 15 нефтяных и газоконденсатных месторождениях Мангистауской области: Каламкас, Жетыбай, Асар, Бурмаша, Жетыбай Восточный, Алатюбе, Северное Карагие, Оймаша, Жетыбай Южный, Придорожное, Бектурлы, Атамбай-Сартюбе, Северный Аккар, Ащиагар, Айрантакыр. В состав АО «Мангистаумунайгаз» входят два производственных управления: «Жетыбаймунайгаз» (ПУ «ЖМГ») и «Каламкасмунгаз» (ПУ «КМГ»). Основная производственная деятельность производственного управления «Жетыбаймунайгаз» - добыча механизированным способом, сбор, первичная подготовка и внутрипромысловый транспорт нефти и попутного газа по однострунной герметизированной системе на месторождениях Жетыбай, Ащиагар, Атамбай-Сартюбе, Придорожное, Карагие Северное, Айрантакыр, Алатюбе, Оймаша, Северный Аккар, Бектурлы, Жетыбай Южный, Жетыбай Восточный, Асар, Бурмаша.



1. Описание предполагаемого места осуществления деятельности

Месторождение Асар входит в Жетыбайскую группу месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».

В административном отношении относится к Мангистаускому и Каракиянскому районам Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты: пос. Жетыбай - в 30 км (Каракиянский район), с. Шетпе – 100 км (Мангистауский район). Поселок Мунайши расположен в 40 км (здесь находится офис ПУ «Жетыбаймунайгаз»), железнодорожная станция Жетыбай - в 45 км, г. Жанаозен - в 40 км и областной центр г. Актау - в 120 км, где расположен офис АО «Мангистаумунайгаз». Месторождение Асар связано с городами и крупными поселками асфальтированными дорогами. Связь с другими населенными пунктами и скважинами осуществляется автомобильным транспортом по грунтовым дорогам. В г. Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау. Через месторождения Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод Узень-Самара, к которому подключен нефтепровод с месторождения Асар.

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно- защитной зоны отсутствуют.

Ближайший водный объект – Каспийское море, расположен на расстоянии более 80 км. Объекты на территории месторождения Асар не входят в природоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м.

Таблица 26.1- Координаты угловых точек горного отвода месторождения Асар

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	43°34'08"	52°19'40"
2	43°34'29"	52°21'00"
3	43°34'03"	52°24'03"
4	43°33'06"	52°26'20"
5	43°31'25"	52°28'00"
6	43°31'00"	52°26'54"
7	43°33'10"	52°20'06"
8	43°33'37"	52°19'39"

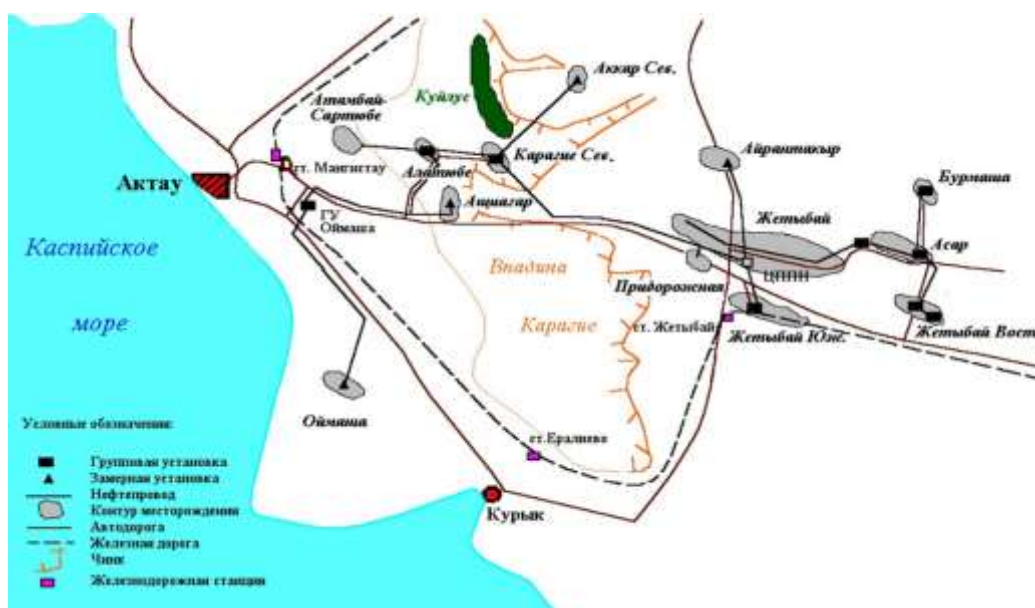


Рисунок 26.1 - Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Асар в Мангистауской области



2. Описание затрагиваемой территории

Проектируемая деятельность планируется на территории действующего месторождения Асар.

Месторождение Асар было открыто в мае 1969 г. и эксплуатируется с октября 1973 года. Площадь горного отвода – 34,2 км².

Нефтегазовое месторождение Асар расположено в степной части полуострова Мангышлак. Территория месторождения представляет собой обширную впадину с крутыми южным и восточным склонами и пологим западным. Склоны впадины изрезаны мелкими короткими оврагами. Рельеф слабо всхолмленный, с общим небольшим подъемом с запада на восток от +90 до +170 м.

Район расположения характеризуется почти полным отсутствием пресных вод. Источником питьевой воды служит привозная вода, доставляемая на месторождение автоцистернами, и бутилированная вода. Для технического водоснабжения служат скважины, пробуренные на альб-сеноманский водоносный горизонт, а также за счет водовода морской воды Актау-Жетыбай-Узень. Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд производственных объектов АО «ММГ» используется вода техническая - волжская вода, поступающая с трубопровода ТОО «Магистральный водовод» по договору, а также с ТОО «Турмыс Сервис» по договору.

Электроснабжение производственных объектов месторождения Асар осуществляется от существующей линии электропередач.

Климат района континентальный. Растительный и животный мир типичен для зон полупустынь. Весной растут песчаные осоки, колючка, ковыль, на песчаных массивах кое-где растёт саксаул. Из животного мира выделяются волки, лисицы, зайцы, характерны также крупные птицы – беркуты, ястребы, куропатки.

Намечаемая деятельность и проектируемые объекты находятся на лицензионной территории, переданной в пользование АО «Мангистаумунайгаз», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Участки извлечения природных ресурсов (карьеры) на затрагиваемой территории отсутствуют. Полигоны для захоронения отходов на затрагиваемой территории отсутствуют.

3. Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности - АО «Мангистаумунайгаз»

Адрес: Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, мкр. 6, зд. 1

Контактные данные: 8 (7292)215-517, info@mmg.kz.

БИН 990140000483

4. Краткое описание намечаемой деятельности

Проект разработки месторождения Асар.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **4 варианта разработки**.

На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **третий вариант разработки** месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.



Вариант 1 – базовый вариант. В качестве базового варианта, согласно утвержденного Проекта разработки 2019 г., рассмотрен вариант продолжения реализации основных решений действующего технологического документа на разработку месторождения Асар, с реализацией площадной обращенной девятиточечной системы разработки и плотностью сетки 400х400 м на всех основных объектах разработки. Предусмотрен ввод из бурения **51 скважин**, в т.ч. 34 добывающие вертикальные, 8 добывающие горизонтальные и 9 нагнетательные скважин, которые рассмотрены для бурения на основных объектах разработки. В работе предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы и ГРП.

Вариант 2. Предусматривает разбуривание 11 выделенных основных объектов, эксплуатаций с темпом ввода от минимального количества 9 скв/год до максимального – 19 скв/год, причем период стабильного темпа разбуривания составляет 6 лет (2024-2029 гг.). На основных объектах разработки реализуется, преимущественно, площадная обращенная девятиточечная система разработки, с плотностью сетки 16 га/скв с учетом сложившегося фактического размещения существующих скважин. В рассматриваемом варианте предусмотрено бурение всего **92 скважин**, из которых: 76 добывающие вертикальные (ВНС) и 16 нагнетательные. Разбуривание сетки скважин, преследует цель вовлечения в разработку не дренируемых ранее участков залежей, вследствие уточнения геологического строения и структуры в целом. В расчетах также учитываются переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах.

Вариант 3 - рекомендуемый. Включает все положения второго варианта, при этом в русловых зонах объектов с высоким скоплением остаточных извлекаемых запасов нефти предусмотрено бурение 5 скважин с горизонтальным окончанием ствола. Всего рассмотрено для бурения **92 скважин**, из которых: 76 добывающие, в т.ч. 71 – вертикальные, 5 – горизонтальные и 16 нагнетательные. Как и в предыдущем варианте, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Вариант 4. В данном варианте система размещения проектных скважин на объектах разработки аналогична варианту 3. Рассмотрено уплотнение сетки скважин с оптимизацией количества проектных скважино-точек за счет дополнительного бурения трех горизонтальных скважин. Рекомендуется пробурить **115 скважин**, в том числе вертикальных – 86 единиц, горизонтальных – 8 единиц и нагнетательных 21 ед., которые предусмотрены на основные объекты разработки. В расчетах также учтены переводы добывающих скважин на возвратные объекты, после полной отработки скважин на основных эксплуатационных объектах. Предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов таких как, дострелы, ГРП, помимо этого, часть проектных скважин предусматривается вводить в эксплуатацию с применением ГРП.

Таблица 26.2- Техничко-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1	Проектный срок	годы	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096	2024 - 2096
2	Количество лет проектного срока	лет	73	73	73	73



№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период			
			1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	89 623	107 898	42 594	56 201
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	5 077	9 124	9 089	8 577
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	445	459	816	867
6	Объем закачки воды	тыс. тонн	108 088	104 410	43 253	58 234
7	Бурение новых скважин:	единиц	51	92	92	115
7.1	вертикальные	единиц	34	76	71	86
7.2	горизонтальные	единиц	8	0	5	8
7.3	водонагнетательные	единиц	9	16	16	21
8	КИН	д.е.	23,29	31,77	31,70	30,700

Обустройство объектов сбора скважинной продукции и подготовки продукции скважин

Для реализации проектных решений **по варианту №1** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 32,12 км;
- подогревателей типа УН-0,2М3 в количестве 36 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 1 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2М3 протяженностью 0,1 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 1 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,1 км.

Для реализации проектных решений **по варианту №2** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 53,490 км;
- подогревателей типа УН-0,2М3 в количестве 66 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 4 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2М3 протяженностью 0,4 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 4 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,4 км.

Для реализации проектных решений **по варианту №3 (рекомендуемый)** потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 51,75 км;
- подогревателей типа УН-0,2М3 в количестве 62 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 4 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2М3 протяженностью 0,5 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 4 ед.;



– сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,5 км.

Для реализации проектных решений *по варианту №4* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- выкидных трубопроводов (стеклопластиковые DN 100 мм) по скважинам из бурения до ЗУ протяженностью 59,6 км;
- подогревателей типа УН-0,2МЗ в количестве 77 ед.;
- дренажная емкость типа ЕПП-16-2000-1-1 в количестве 5 ед.;
- газопроводов (стальные DN 50 мм) до подогревателей УН-0,2МЗ протяженностью 0,5 км;
- дополнительных АГЗУ типа Спутник АМ40-14-400 с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 5 ед.;
- сточных трубопроводов (СПТ DN 152-47) от дополнительных ЗУ до ГУ общей протяженностью 0,5 км.

Проектные решения по системе ППД

В приведенных расчетах рассмотрено 4 варианта по обустройству объектов системы ППД.

Для реализации проектных решений *по варианту №1* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 7,52 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 9 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 9 ед.

Для реализации проектных решений *по варианту №2* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 10,52 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 16 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 16 ед.

Для реализации проектных решений *по варианту №3 (рекомендуемый)* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 11,5 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;



- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 16 ед.;
- монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 16 ед.

Для реализации проектных решений *по варианту №4* потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- нагнетательных высоконапорных водоводов из стеклопластиковых труб Ду=100 мм (Р=20 МПа) от ВРП/БГ до подключаемых проектных скважин протяженностью 15,04 км;
- нагнетательного сточного водовода из стеклопластиковых труб Ду=150 мм (Р=10 МПа) до проектных БГ (основной + резервный) общей протяженностью 0,1 км;
- монтаж проектной блок гребенки в количестве 1 ед.;
- установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды в количестве 21 ед.;

монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 21 ед.

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории АО «ММГ». На строительство 1 скважины отводится 1,5 га действующего месторождения Асар. Дополнительного отвода земель не требуется.

На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных наечаемой деятельностью не предполагается.

5. Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках наечаемой деятельности

Водопотребление в период строительства скважин и установке вновь вводимого оборудования

Объемы водопотребления при строительстве скважин (по рекомендуемому варианту №3):

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м ³ /цикл	Водопотребление на 92 скважины, м ³
Питьевая вода, в том числе:	127,596	11738,832
- на хоз-бытовые нужды	127,596	11738,832
Вода на технические нужды, в том числе:	612,225	56324,700
- основа жидкости освоения	44,270	4072,840
- для смены жидкости освоения на воду и промывки (2 цикла)	52,240	4806,080
- для приготовления бурового раствора	315,331	29010,452
- на нужды котельной в зимнее время	62,984	5794,528
- на противопожарные нужды	50,000	4600,000
- для приготовления цементного раствора	87,400	8040,800
Всего	739,821	68063,532

Предельный (максимальный) объем водопотребления за предлагаемый период разработки месторождения Асар по варианту 4 (за период 2024-2029 гг. ожидается подключение наибольшего количества новых скважин из бурения – всего 115 ед. и установка нового оборудования: устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ в общем количестве 77 ед. и дренажных емкостей в общем количестве 5 ед.) составит: всего – 85271,915 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 14673,540 м³, на производственные нужды – 70598,375 м³.



За период разработки с 2024 г. по 2029 г. по **3-му рекомендуемому варианту** предлагается к бурению всего 92 скважин. Максимальный годовой объем потребления воды при проведении планируемых работ ожидается в 2026 г. (бурение 20 скважин, установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 – всего 15 ед.): всего 14833,92 м³/год, в том числе: на хозяйственно-питьевые нужды – 2551,92 м³/год, на производственные нужды – 12282,0 м³/год. Предельный (максимальный) объем водопотребления за предлагаемый период разработки месторождения Асар (2024-2029 гг.) по варианту 3 (при бурении всего 92 скважин и установке нового оборудования: устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ в общем количестве 62 ед, и дренажных емкостей в общем количестве 4 ед.) составит: всего – 68218,532 м³, в т.ч. на хозяйственно-питьевые нужды – 11738,832 м³, на производственные нужды – 56479,700 м³.

Водоотведение в период строительства: Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в стальные ёмкости вместимостью 8 м³ заводского изготовления, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся на дальнейшую их утилизацию на очистных сооружениях согласно договору. Нормы водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод, образованных от жизнедеятельности, принимаются равными нормам водопотребления, согласно санитарных правил РК.

Водопотребление на период эксплуатации: при эксплуатации нового оборудования: устьевых подогревателей УН-0,2МЗ - расход воды составит 2,5 м³/год на 1 установку (вода технического качества). Водопотребление на устьевые подогреватели является безвозвратным. Предельный (максимальный) объем водопотребления за период разработки месторождения Асар (2024-2029 гг.) по варианту 3 (при установке нового оборудования: устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ в общем количестве 62 ед, и дренажных емкостей в общем количестве 4 ед.) составит всего на технологические нужды – 155,0 м³.

Выбросы загрязняющих веществ при строительстве скважин. Вариант № 3 (рекомендуемый)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выбросы веществ по годам разработки, т/год					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
				10 скв.	19 скв.	20 скв.	19 скв.	15 скв.	9 скв.
1	2	8	9	10	11	12	13	14	15
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,0405	0,0014	0,0140	0,0266	0,0280	0,0266	0,0210	0,01260
0126	Калий хлорид	0,0533	0,0004	0,0040	0,0076	0,0080	0,0076	0,0060	0,00360
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,0009	0,00011	0,0011	0,0021	0,0022	0,0021	0,0017	0,00100
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)	0,0107	0,0004	0,0040	0,0076	0,0080	0,0076	0,0060	0,00360
0152	Натрий хлорид	0,0533	0,00004	0,0004	0,0008	0,0008	0,0008	0,0006	0,00040
0155	диНатрий карбонат	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,00090
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	10,65604	10,50396	105,0396	199,5752	210,0792	199,5752	157,5594	94,53560
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1,72855	1,70668	17,0668	32,4269	34,1336	32,42690	25,6002	15,36010
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,693171	0,5917	5,9170	11,2423	11,8340	11,24230	8,8755	5,32530
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1,7051	2,2911	22,9110	43,5309	45,8220	43,53090	34,3665	20,61990



0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,00009	0,00005	0,0005	0,0010	0,0010	0,00097	0,00075	0,00047
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	8,7015	8,3919	83,9190	159,4461	167,8380	159,4461	125,8785	75,5271
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,00190	0,00150	0,00090
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0003	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,00190	0,00150	0,00090
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000166	0,0000167	0,0001720	0,0003038	0,000334	0,0003238	0,000263	0,0001518
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,1659	0,1499	1,4990	2,8481	2,9980	2,8481	2,2485	1,3491
1580	Лимонная кислота	0,0053	0,00001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0004	0,000157	0,0016	0,0030	0,0031	0,0030	0,0024	0,0014
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	4,26464	4,14405	41,4405	78,7370	82,8810	78,7370	62,1608	37,2965
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	1,6235	0,0853	0,8530	1,6207	1,7060	1,6207	1,2795	0,7677
3119	Кальций карбонат	0,2133	0,0769	0,7690	1,4611	1,5380	1,4611	1,1535	0,6921
3123	Кальция хлорид	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,0009
3153	Натрий гидрокарбонат	0,0053	0,0001	0,0010	0,0019	0,0020	0,0019	0,0015	0,0009
В С Е Г О :		29,9327076	27,9445737	279,445772	530,9470038	558,891434	530,9469938	419,168813	251,5012218

Показатели по 4-му варианту, как имеющему максимальное количество скважин, планируемых к бурению: максимальный объем выбросов загрязняющих веществ ожидается в 2027 (при бурении 27 скважин в год) – 755,0 т/год (808,2 г/с).

Показатели по **рекомендуемому 3-му варианту**: предельный выброс загрязняющих веществ ожидается в 2026 г. (при бурении 20 скважин в год) - 559,0 т/год (598,7 г/с).

Общее количество выбрасываемых загрязняющих веществ **при эксплуатации** вновь вводимого оборудования (устевой подогреватель УН-0,2МЗ, продувочная свеча подогревателя, площадка скважины (ЗРА и ФС), дренажная емкость 16 м³ на АГЗУ) на 1 ед. оборудования составит всего 0,648 г/с или 1,4011 тонн. Предельный выброс загрязняющих веществ ожидается при эксплуатации вновь вводимого оборудования в 2026 году и составит – 22,2 т/год (5,2 г/с).

Предельные объемы накопления отходов на период строительства скважин (по годам) при реализации варианта № 3 (рекомендуемый)

Наименование отходов	Код отхода	Объем образования отхода на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год					
			2024 (10 скв.)	2025 (19 скв.)	2026 (20 скв.)	2027 (19 скв.)	2028 (15 скв.)	2029 (9 скв.)
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (БШ и ОБР)	010505*	481,664	4816,640	9151,616	9633,28	9151,616	7224,96	4334,976
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	150202*	0,0127	0,127	0,2413	0,254	0,2413	0,1905	0,1143



Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	130206*	9,671	96,710	183,749	193,42	183,749	145,065	87,039
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	150110*	0,588	5,880	11,172	11,76	11,172	8,82	5,292
Черные металлы (металлолом)	160117	0,3	3,000	5,700	6,000	5,700	4,500	2,700
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	120113	0,0009	0,0090	0,0171	0,018	0,0171	0,0135	0,0081
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	200301	0,166	1,660	3,154	3,32	3,154	2,49	1,494
Всего		492,4026	4924,0260	9355,6494	9848,0520	9355,6494	7386,0390	4431,6234

Далее приведены показатели по 4-му варианту, как имеющему максимальное количество скважин, планируемых к бурению: предельный годовой объем образования отходов ожидается в 2027 г. (при бурении 27 скважин в год) - 13294,8927 т/год.

Показатели по **рекомендуемому 3-му варианту**: максимальный годовой объем образования отходов ожидается в 2026 г. (при бурении 20 скважин в год) - 9848,0745 т/год.

Предельный (максимальный) объем образования отходов за предлагаемый период разработки месторождения Асар (2024-2029 гг.) по варианту 3 (при бурении всего 92 скважин и установке нового оборудования: устьевых подогревателей типа УН-0,2МЗ в общем количестве 62 ед, и дренажных емкостей в общем количестве 4 ед.) составит всего 45793,5348 т.

Количество образования отходов **при эксплуатации** вновь вводимого оборудования (устьевой подогреватель УН-0,2МЗ) на 1 ед. оборудования составит всего 0,0015 т. Предельный объем образования отходов ожидается при эксплуатации вновь вводимого оборудования в 2026 году (всего 15 ед.) и составит – 0,027 т/год

Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют.

6. Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Отрицательное воздействие на местное население может быть оказано в результате загрязнения атмосферного воздуха, акустического воздействия и вибрацией при проведении строительных работ, а также на этапе эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.

Строительная площадка и производственный объект представляют риск в том случае, если доступ населения к ним не контролируется надлежащим образом.

В связи с нахождением проектируемого объекта на значительном расстоянии от населенных пунктов, значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается. В границах установленной санитарно-защитной зоны -1000 м жилая застройка отсутствует.

Месторождение Асар расположено на достаточном расстоянии от населенных пунктов (30 км и более) и, таким образом, данный объект не будет представлять угрозы для жизни и здоровья населения.



Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований в рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах.

Биоразнообразие

Участок работ располагается на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. С намечаемой деятельностью не связан спектр воздействий, в зону влияния которых попадают чувствительные компоненты природной среды - местообитания ценных видов птиц, млекопитающих. На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, особо охраняемые природные территории.

Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий. Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

В период эксплуатации объекта непосредственно территория будет лишена растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей. В период проведения строительных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории. Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных. Во многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых, летящих к источникам освещения, в ночное время больший процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

В случае выявления в ходе строительства и эксплуатации значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний - обеспечения прироста биоразнообразия.

Земли



Основными объектами воздействия строительства и эксплуатации объекта являются земли и почвы участка строительства.

Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта заключается в изъятии земель под строительство объектов, однако дополнительного изъятия земель проводиться не будет, строительство планируется на территории существующего месторождения Асар. Изменения статуса земель, изменения условий землепользования местного населения не будет.

Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку территория является промышленно освоенной.

В связи с вышесказанным, можно сделать вывод, что существенных воздействий на земельные ресурсы в результате намечаемой деятельности, не предвидится.

Территории постоянного или временного проживания населения в границах земельного участка, отводимого под строительство, а также в границах СЗЗ объекта, отсутствуют. Реализация Проекта не приведет к необходимости переселения жителей.

Согласно классификации по целевому назначению и разрешенному использованию участок строительства не попадает в зону приоритетного природопользования, на нем отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

Снятие плодородного слоя почвы не предусматривается, в связи с его отсутствием.

Сколько-нибудь значимого дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий (возрастание фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и др.), исходя из природных особенностей территории, не ожидается.

Воды

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния. Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Грунтовые воды залегают на глубине от 2,7 до 28,4 м, к югу на 70-80 м.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых работ могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период полевых работ.

Атмосферный воздух

Атмосферный воздух является основным объектом окружающей среды, на который окажет воздействие намечаемая деятельность при строительстве и эксплуатации.



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

Факторами воздействия на атмосферный воздух являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период строительства и эксплуатации объектов. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период строительства и работа производственных объектов в период эксплуатации.

Сжигание газа на факеле в процессе испытания (освоения) скважин не предусматривается.

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.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта приняты следующие критерии: максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.). Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта.

Материальные активы, объекты историко-культурного наследия, ландшафты

В районе проектируемых работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), материальные активы, тем самым воздействия на материальные объекты культурного наследия в связи с намечаемой деятельностью не ожидается.

Для территории месторождения Асар свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия. При условии соблюдения технологии обустройства и эксплуатации проектируемых объектов, выполнении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, проведении технической рекультивации нарушенных участков по окончании строительных работ, существенных трансформаций сложившегося природно-антропогенного ландшафта рассматриваемой территории месторождения *не ожидается*. Кардинальное изменение рельефа при реализации проекта не предусмотрено, общий вид местности значительно *не изменится*.

7. Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений, и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

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 резьбовые соединения 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-, водопрооявления (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 желобообразование 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 нефтегазоводопроявлений 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.

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 нефтегазоводопроявлениях 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 бурильных 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 бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихват-безопасный 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 бурильной 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 бурильной 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 бурильной 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 газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

8. Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, мер по компенсации потерь биоразнообразия, если намечаемая деятельность может привести к таким потерям, возможных необратимых воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду и причин, по которым инициатором принято решение о выполнении операций, влекущих таких воздействия, способов и мер восстановления окружающей среды в случаях прекращения намечаемой деятельности

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

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.

Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится 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;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;
- при вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- 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.

Меры по сокращению воздействия на 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. Необходимые меры для охраны подземных 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 отработки и не допускать загрязнения подземных 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 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;
- откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При строительстве скважин на нефтяных месторождениях должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, 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 недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

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.

Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве 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 отсекающими;



- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- 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.

Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир

Во избежание негативных воздействий на растительность и животное население прилегающих к буровой площадке территорий необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- полностью предотвратить загрязнение почвы нефтепродуктами и другими типами промышленного загрязнения среды;
- проводить по мере необходимости очистку почвы от углеводородного сырья, 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.

Меры по восстановлению земельного участка

По окончании бурения и освоения скважин необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- 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:

- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку скважины после окончания работ спланировать.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Асар. Ландшафты месторождения под воздействием многолетних



антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду. При реализации проекта разработки месторождения Асар учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

- негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены;
- в процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия;
- реализация намечаемой деятельности не приведет:
- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;
- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;
- к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;



- к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современной уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.



ПРИЛОЖЕНИЯ



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Расчеты представлены по рекомендуемому варианту № 3.

Представлены расчеты выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве 1-й скважины и при вводе в эксплуатацию нового оборудования при обустройстве объектов системы сбора и транспорта нефти и объектов системы ППД.

1.1 Расчеты выбросов при строительстве скважины

Источник № 6101. Расчет выбросов пыли при работе бульдозера			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
<u>Исходные данные:</u>			
Количество переработанного грунта	G	т/час	15,0
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	100,0
Объем грунта	V	т	165,0
Время работы бульдозера	t	час/год	11,0
<u>Расчет:</u>			
Объем выделения пыли неорг. с содерж SiO ₂ 70-20%, где:	g	г/с	0,6720
$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * N * 10^6 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,04
Коэф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,2
Коэф.учит.местные условия	K ₄		1
Коэф.учит.влажность материала	K ₅		0,4
Коэф.учит.крупность материала	K ₇		0,7
Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,40
$M = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,0266

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.
Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источник № 6102. Расчет выбросов пыли при работе экскаватора			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	12,00
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	т/м ³	1,65
Объем грунта		м ³	50,00
Объем грунта	V	т	82,50
Время работы экскаватора	t	час/год	7
Расчет:			
Объем выделения пыли неорг. с содерж SiO ₂ 70-20%, где:	g	г/с	0,8064
$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * N * 10^6 / 3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	P ₁		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂		0,04
Коеф.учитывающий скорость ветра	P ₃		1,2
Коеф.учит.влажность материала	P ₄		0,4
Коеф.учит.крупность материала	P ₅		0,7
Коеф.учит.местные условия	P ₆		1
Коеф.учит.высоту пересыпки	B		0,60
$M = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * V$			
Общее пылевыведение	M	т/год	0,0200

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников.
 Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источник №6103. Расчет выбросов пыли при работе автосамосвала			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Грузоподъемность	G	т	10
Средняя скорость транспор. $G2=N1*L/N$	G2	км/час	15
Число ходов всего транспорта в час	N1	ед/час	1,0
Средняя протяженность 1 ходки	L	км	15
Влажность материала		%	8
Средняя площадь груз. платформы	F	м ²	10,00
Число машин, работающих на стр.уч-ке	N	ед.	1,00
Время работы	t	час	16,0
Расчет:			
$Mсек=C1*C2*C3*C6*C7*N*L*g1/3600+C4*C5*K5*q2*F*N$			
Объем пылевыведения	g	г/с	0,0381
Козф.зависящий от грузоподъемности	C ₁		1,00
Козф.учит.ср.скорость транспортирования	C ₂		1,00
Козф.учит.состояние дорог	C ₃		1
Пылевыведение на 1 км пробега	q ₁	г/км	1450
Козф.учит.профиль поверхности	C ₄		1,45
Козф.завис.от скорости обдува	C ₅		1,2
Козф.учит.влажность материала	C ₆		0,4
Пылевыведение с единицы площади	q ₂	г/м ² *с	0,002
Козф.учит. долю пыли уносимой в атм.	C ₇		0,01
$Mгод=0,0036*Mсек*t$			
Общее пылевыведение (пыль неорг. с содерж SiO ₂ 70-20%)	M _{пыль}	т/ГОД	0,0022

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п



Источники №№0001, 0002. Дизельный двигатель при подготовительных работах, бурении и креплении					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	1200		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	115,1093		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	900,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	127,8992		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Значения выбросов для СДУ до кап.ремонта группы В		г/кВт*ч	г/кг топл.	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$	
	e _{co}	6,2	22,0		
	e _{NOx}	9,6	35,0		
	e _{сн}	2,9	10,0		
	e _{сажа}	0,5	1,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
	e _{SO2}	1,2	6,0		
	e _{CH2O}	0,12	0,4		
	e бензп.	0,000012	0,000045		
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,8	2,5600
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,13	0,4160
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 * 1200 * (1/3600)	0,1667
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 * 1200 * (1/3600)	0,4000
	M _{co}	г/с	0337	6,2 * 1200 * (1/3600)	2,0667
	M бензп.	г/с	0703	0,000012 * 1200 * (1/3600)	0,000004
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 1200 * (1/3600)	0,0400
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 * 1200 * (1/3600)	0,9667
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	35 * 115,1093 * (1/1000) * 0,8	3,2231
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	35 * 115,1093 * (1/1000) * 0,13	0,5237
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	1,5 * 115,1093 * (1/1000)	0,1727
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	6 * 115,1093 * (1/1000)	0,6907
	Q _{co}	т/скв/год	0337	22 * 115,1093 * (1/1000)	2,5324
	Q бензп.	т/скв/год	0703	0,000045 * 115,1093 * (1/1000)	0,000005
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,4 * 115,1093 * (1/1000)	0,0460
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	10 * 115,1093 * (1/1000)	1,1511
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	106,6	Расход отработ. газов от стац.диз.уст. $G_{or} = G_b * (1 + 1/(f * n * L_3))$, где $G_b = (1/1000) * (1/3600) * (b * P_1 * f * n * L_3)$	
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L ₃	кг воз/кг топ.			
		кг/с	G _{or}	8,7200 * 0,000001 * 106,6 * 1200	1,1155
				Объемный расход отр. газов $Q_{or} = G_{or} / Y_{or}$, где	
		кг/м ³	Y _{or}	$Y_{or} = Y_o(\text{при } t=0^0C)/(1 + T_{or}/273)$, где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов	Y _o	кг/м ³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ C	T _{or}	°C	500		
Температура отр. газов		м ³ /с	Q _{or}	1,1155 / 0,4627	2,410849
		м/с	W	Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Q_{or} / \pi d^2$	
				4 * 2,411 / 3,14 * 0,2*0,2	76,78

Расчет произведен на 1 источник выброса.

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0003. Дизельный генератор при бурении					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	1200		
Общий расход топлива	G	т/сбв/год	115,1093		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	900,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	127,8992		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Значения выбросов для СДУ до кап.ремонта группы В	e _{co}	г/кВт*ч	22,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) M = (1/3600) * e * P	
	e _{NOx}		35,0		
	e _{сн}		10,0		
	e _{сажа}		1,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г) Q = (1/1000) * g * G	
	e _{SO2}		6,0		
	e _{CH2O}		0,4		
	e _{бензп.}	0,000012	0,000045		
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,8	2,5600
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,13	0,4160
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 * 1200 * (1/3600)	0,1667
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 * 1200 * (1/3600)	0,4000
	M _{co}	г/с	0337	6,2 * 1200 * (1/3600)	2,0667
	M _{бензп.}	г/с	0703	0,000012 * 1200 * (1/3600)	0,000004
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 1200 * (1/3600)	0,0400
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 * 1200 * (1/3600)	0,9667
	Q _{NO2}	т/сбв/год	0301	35 * 115,1093 * (1/1000) * 0,8	3,2231
	Q _{NO}	т/сбв/год	0304	35 * 115,1093 * (1/1000) * 0,13	0,5237
	Q _{сажа}	т/сбв/год	0328	1,5 * 115,1093 * (1/1000)	0,1727
	Q _{SO2}	т/сбв/год	0330	6 * 115,1093 * (1/1000)	0,6907
	Q _{co}	т/сбв/год	0337	22 * 115,1093 * (1/1000)	2,5324
	Q _{бензп.}	т/сбв/год	0703	0,000045 * 115,1093 * (1/1000)	0,0000052
	Q _{CH2O}	т/сбв/год	1325	0,4 * 115,1093 * (1/1000)	0,0460
	Q _{CH}	т/сбв/год	2754	10 * 115,1093 * (1/1000)	1,1511
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	107	Расход отработ. газов от станд.из.уст. G_{or} = G_в * (1 + 1/(f * n * L_э)), где G_в = (1/1000) * (1/3600) * (b * P₁ * f * n * L_э)	
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топ.			
		кг/с	G_{or}	8,7200 * 0,000001 * 107,0 * 1200	1,1196
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Y_{or}	Объемный расход отработ. газов Q_{or} = G_{or} / Y_{or}, где	
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ C	Y _o	кг/м ³	1,31	Y_{or} = Y_o(при t=0⁰C)/(1+T_{or}/273), где	0,4627
Температура отработ. газов	T _{or}	°C	500		
		м ³ /с	Q_{or}	1,1196 / 0,4627	2,419710
		м/с	W	Скорость выхода ГВС из устья ист-ка W = 4 * Q_{or} / πd² 4 * 2,420 / 3,14 * 0,2*0,2	77,07

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0004. Дизельный генератор при бурении резервный					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	1200		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	17,441		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	60,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	290,683		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Значения выбросов для СДУ до кап.ремонта группы В	e_{co}	г/кВт*ч	22,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с) $M = (1/3600) * e * P$	
	e_{NOx}		35,0		
	e_{ch}		10,0		
	$e_{сажа}$		1,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г) $Q = (1/1000) * g * G$	
	e_{SO2}		6,0		
	e_{CH2O}		0,4		
	$e_{бензп.}$		0,000045		
Количество выбросов:	M_{NO2}	г/с	0301	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,8	2,5600
	M_{NO}	г/с	0304	9,6 * 1200 * (1/3600) * 0,13	0,4160
	$M_{сажа}$	г/с	0328	0,5 * 1200 * (1/3600)	0,1667
	M_{SO2}	г/с	0330	1,2 * 1200 * (1/3600)	0,4000
	M_{co}	г/с	0337	6,2 * 1200 * (1/3600)	2,0667
	$M_{бензп.}$	г/с	0703	0,000012 * 1200 * (1/3600)	0,000004
	M_{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 1200 * (1/3600)	0,0400
	M_{CH}	г/с	2754	2,9 * 1200 * (1/3600)	0,9667
	Q_{NO2}	т/скв/год	0301	35 * 17,4410 * (1/1000) * 0,8	0,4883
	Q_{NO}	т/скв/год	0304	35 * 17,4410 * (1/1000) * 0,13	0,0794
	$Q_{сажа}$	т/скв/год	0328	1,5 * 17,4410 * (1/1000)	0,0262
	Q_{SO2}	т/скв/год	0330	6 * 17,4410 * (1/1000)	0,1046
	Q_{co}	т/скв/год	0337	22 * 17,4410 * (1/1000)	0,3837
	$Q_{бензп.}$	т/скв/год	0703	0,000045 * 17,4410 * (1/1000)	0,000001
	Q_{CH2O}	т/скв/год	1325	0,4 * 17,4410 * (1/1000)	0,0070
	Q_{CH}	т/скв/год	2754	10 * 17,4410 * (1/1000)	0,1744
Исходные данные:					
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	242	Расход отработ. газов от стац.диз.уст. $G_{об} = G_{об} * (1 + 1/(f * n * L_3))$, где $G_{об} = (1/1000) * (1/3600) * (b * P_1 * f * n * L_3)$	
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L ₃	кг воз/кг топ.			
		кг/с	G _{об}	8,7200 * 0,000001 * 242,0 * 1200	2,5323
				Объемный расход отр. газов $Q_{ог} = G_{ог} / Y_{ог}$, где	
		кг/м ³	Y _{ог}	$Y_{ог} = Y_{ог}(при t=0^0C)/(1+T_{ог}/273)$, где	0,4627
Удельн. вес отработ. газов	Y _о	кг/м ³	1,31		
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ C	T _{ог}	°C	500		
Температура отр. газов		м ³ /с	Q _{ог}	2,5323 / 0,4627	5,472877
		м/с	W	Скорость выхода ГВС из устья ист-ка $W = 4 * Q_{ог} / \pi d^2$	
				4 * 5,473 / 3,14 * 0,2*0,2	174,30

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0005 Дизельный двигатель при испытании, N-176 кВт					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	176,0		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	9,850		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	264,0		
Удельный расход топлива	B	г/кВт*час	212		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно РНД		час/год	г/кг топл.		
значение	e _{co}	6,2	26,0	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с) M = (1/3600) * e * P	
выбросов для стационарных	e _{NOx}	9,6	40,0		
дизельных установок	e _{сн}	2,9	12,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г) Q = (1/1000) * g * G	
до кап.ремонта группы Б	e _{сажа}	0,5	2,0		
	e _{SO2}	1,2	5,0		
	e _{CH2O}	0,12	0,5		
	e бензп.	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 * 176 * (1/3600) * 0,8	0,3755
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 * 176 * (1/3600) * 0,13	0,0610
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 * 176 * (1/3600)	0,0244
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 * 176 * (1/3600)	0,0587
	M _{co}	г/с	0337	6,2 * 176 * (1/3600)	0,3031
	M бензп.	г/с	0703	1,2E-05 * 176 * (1/3600)	6E-07
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 * 176 * (1/3600)	0,0059
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 * 176 * (1/3600)	0,1418
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	40 * 9,850 * (1/1000) * 0,8	0,3152
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	40 * 9,850 * (1/1000) * 0,13	0,0512
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	2 * 9,850 * (1/1000)	0,0197
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	5 * 9,850 * (1/1000)	0,0493
	Q _{co}	т/скв/год	0337	26 * 9,850 * (1/1000)	0,2561
	Q бензп.	т/скв/год	0703	5,5E-05 * 9,850 * (1/1000)	5E-07
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 * 9,850 * (1/1000)	0,0049
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	12 * 9,850 * (1/1000)	0,1182
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст. Gor = G_B * (1 + 1/(f * n * L₃)), где G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P₁ * f * n * L₃)	
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	212,0		
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L ₃	кг воз/кг топ.			
		кг/с	Gor	8,7200 * 1E-06 * 212,0 * 176	0,3254
				Объемный расход отр. газов Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Yor	Yor = Yo(при t=0°C)/(1+Tor/273), где	0,4946
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°C	Yo	кг/м ³	1,31		
Температура отр. газов	Tor	°C	450		
		м ³ /с	Qor	0,3254 / 0,495	0,657374
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка W = 4 * Qor / πd²	
		м/с	W	4 * 0,657 / 3,14 * 0,2*0,2	20,92

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.



Источник №0006. Котельная установка					
Наименование, формула	Обозн	Ед-ца измер	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Время работы	T	час/год	390		
Удельный вес д/т	г	т/м ³	0,860		
Расход топлива на горелку	B	кг/час	28,380		
Расход топлива	B	г/сек	7,883		
Расход топлива	B	тонн/год	11,068		
Расчет:					
<i>Оксид углерода</i> Πсо=0,001*Ссо*В*(1-г4/100) где: Ссо = $g^3 * R * Qi^r$ $g^3 = 0,5$; $R = 0,65$; $Qi^r = 42,75$ $г4 = 0$	M со	т/год	M = 0,001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)		0,1538
	M со	г/сек	G = 0,001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)		0,1096
	C со				13,89
<i>Диоксид азота</i> ΠNOx=0,001*В*Q*Кnox*(1-b)*0,8 где Q = 42,75 Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла Коэф. трансформации для NO2=0,8	M NO ₂	т/год	MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,8		0,03066
	M NO ₂	г/сек	INOГ= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0		0,02184
<i>Оксид азота</i> ΠNOx=0,001*В*Q*Кnox (1-b)*0,13 где Q = 42,75 Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла Коэф. трансформации для NO=0,13	M NO	т/год	MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,13		0,00498
	M NO	г/сек	NOG= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,		0,00355
<i>Саж</i> M_ = BT · AR · F где BT - расход топлива A ^r - зольность топлива F - доля золы топлива в уносе g - доля,уловлен в золоуловителе	M саж	т/год	M = BT · AR · F		0,0277
	M саж	г/сек	G= BT · AIR · F		0,001971
	%				0,025
	%				0,010
					0,0
<i>Сернистый ангидрид</i> Πso2 = 0,02*В*S^r*(1-г[/]so2)*(1-г^{//}so2) где В - расход топлива S ^r -содержание серы в топливе г [/] so2-доля SO ₂ , связ. летуч золой г ^{//} so2-доля SO ₂ , уловл в золоулов	Mso ₂	т/год	M = 0,02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT		0,0651
	Mso ₂	г/сек	G = 0,02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG		0,0464
	%				0,00
					0,02
					0,0
Скорость выхода ГВС из устья ист-ка			W = 4 * Vг / πd²		2,7070064 м/сек
Объемный расход уходящих продуктов сгорания			Vг = 7.84 * α * В * Э/3600		0,085 м3/сек

$$\alpha = 1$$

$$\Xi = 1,37$$

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час



Источник №6001. Площадка скважины			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,006588
Расчетная доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,07
Количество зап.-регул. арматуры	N	шт.	10
Суммарная утечка всех компонентов расч.-ся по формуле: $G = X \cdot Q \cdot N / 3,6$	G	г/с	0,00128
Фланцевые соединения (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,000288
Расчет. доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,02
Количество фланцевых соединений	N	шт.	20
Суммарная утечка всех компонентов	G	г/с	0,000032
Время работы площадки			264,0
Расчет:			
$P = G \cdot C / 100$			
$M = P \cdot T \cdot 3600 / 1000000$			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,0013
		т/год	0,0012
Фланцевые соединения (нефть):			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,00003
		т/год	0,00003
Общие выбросы:			
Углеводороды C12-C19 (C=100%)		г/с	0,00133
		т/год	0,00123

Список литературы:

1. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005



Источник №6002. Насос			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяж. у/в):			
Удельный выброс	Q	кг/час	0,03
Количество оборудования	N	шт.	5
Количество одновременно работающего оборудования	NN	шт.	5
Максимально-разовый выброс	G	г/с	0,0417
$G = Q \cdot NN / 3,6$			
Валовый выброс	M	т/год	0,164
$M = Q \cdot N \cdot T / 1000$			
Время работы площадки	T		1092,0
Расчет выбросов:			
Углеводороды C12-19 (C=100%)			
Максимальный разовый выброс, г/с	P = G · C / 100		0,0417
Валовый выброс, т/год	M = M · C / 100		0,1640

Список литературы:

1. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п

Источник №6003. Блок приготовления раствора (узел пересыпки пылящих материалов)												
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во									
			каустическая сода	бentonит, барит	карбонат кальция	бикарбонат натрия	лимонная кислота	сода кальцинированная	цемент	кальция хлорид	хлористый натрий	хлористый калий
Исходные данные:												
Время работы	T	час	17,3	5,0	166,9	4,9	1,1	5,7	152,6	5,6	0,3	3,4
Производительность отгрузки	GMAX	т/час	0,05	0,500	0,50	0,05	0,05	0,05	0,50	0,05	0,50	0,50
Количество отгружаемого материала	G	т/год	0,865	2,500	83,469	0,245	0,054	0,286	76,30	0,281	0,16	1,696
Наименование загрязняющего вещества			Натрий гидроксид	Пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%	Кальций карбонат	Натрий гидрокарбонат	Лимонная кислота	диНатрий карбонат	Пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%	Кальция хлорид	Натрий хлорид	Калий хлорид
Код загрязняющего вещества			0150	2908	3119	3153	1580	0155	2908	3123	0152	0126
Расчет:												
g = K1 · K2 · K3 · K4 · K5 · K7 · B · GMAX · 1000000 / 3600												
Объем пылевыведения, где	g	г/с	0,0107	0,1067	0,2133	0,0053	0,0053	0,0053	0,1067	0,0053	0,0533	0,0533
Весовая доля пылевой фракции в мат-ле	K1		0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03
Доля пыли, переходящей в аэрозоль	K2		0,03	0,03	0,06	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02
Козф., учитывающий мест. условия	K4		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Козф., учитывающий метеорол. условия	K3SR		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Козф., учитывающий макс. ск-ть ветра	K3		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Козф., учитывающий влажность мат-ла	K5		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Козф., учитывающий крупность мат-ла	K7		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Козф., учитывающий выс. падения мат-ла	B		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Общее пылевыведение	M	т/скв/год	0,0004	0,0012	0,0769	0,0001	0,00001	0,0001	0,0352	0,0001	0,00004	0,0004
M = K1 · K2 · K3SR · K4 · K5 · K7 · B · G												
Время работы, ч/год	362,80											

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п



Источник №6004. Емкость для сбора отходов бурения			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости	Vж	м ³	25
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	q	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	12,5
Козф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁		0,5
Кэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	828,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Расчет выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,0715
$\Pi_i^{o.m.o.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0199
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0592

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки. Выбросы вредных веществ от песколовков, прудов, шламонакопителей

Источник №6005. Емкость для сбора нефти			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости 50 м ³ - 2 шт.	Vж	м ³	100
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	g	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	50,0
Козф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁₁		0,5
Кэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	264,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,2860
$\Pi_i^{o.m.o.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0794
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0755

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки.
Выбросы вредных веществ от песколовков, прудов, шламонакопителей



Источник №6006. Сепаратор			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем аппарата	V	м ³	20
Давление в аппарате	P	гПа	1520
Средняя молярная масса паров н/пр.	Мп	г/моль	81
Время работы	T	час.	264,0
Средняя темп. в аппарате	t	К	298
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле: $P=0,037 \cdot (P \cdot V / 1011) 0,8 \cdot \sqrt{Mn/T}$	Пр	кг/час	0,2937
Углеводороды C12-C19		г/с	0,0816
		т/скв/год	0,0776

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Сборнику методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г.

п. 5.2.1 От аппаратов, колонн, реакторов и других емкостей, в которых вещества находятся, в основном, в парогазовой фазе

Источник №6007. Емкость хранения дизтоплива			
Максимальные выбросы при сливе нефтепродукта из автоцистерны в резервуар определяются по формуле, г/с: $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600$			0,01000
Годовые выбросы, т/год: $MR = MZAK + MPRR$			0,01177
J - удельный выброс при проливах, г/м ³			50
VSL - Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м ³ /час			16
Выбросы при закачке в резервуары, т/год: $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 1000000$			0,00062
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год: $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 1000000$			0,01115
QOZ - количество закач. в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м ³			223,074
QVL - количество закач. в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м ³			223,074
C _{MAX} - максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м ³ (Прил. 15)			2,25
COZ - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м ³ (Прил. 15)			1,19
CVL - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м ³ (Прил. 15)			1,6
Время работы, ч/год			900,0
Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19	
C _i мас%	0,28	99,72	
M, г/сек	0,00003	0,00997	
G, т/год	0,00003	0,01174	

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9



Источник №6008. Емкость моторного масла			
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	м ³ /час	3
Общий расход масла	В _{оз}	т	12,894
		м ³	13,865
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м3/период	6,9325
	QVL	м3/период	6,9325
Плотность масла	ρ	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м3	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/м ³	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	COZ	г/м ³	0,15
	CVL	г/м ³	0,15
Время работы	T	час	900,00
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000021	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000087	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600$		0,00020	г/сек
Валовый выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,00009	т/скв/год

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9

Источник №6009. Емкость отработанного масла			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	м ³ /час	3
Общий расход масла	В _{оз}	т	9,671
		м ³	10,40
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний и весенне-летний периоды	QOZ	м3/период	5,200
	QVL	м3/период	5,200
Плотность масла	ρ	т/м ³	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/м3	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/м ³	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	COZ	г/м ³	0,15
	CVL	г/м ³	0,15
Время работы	T	час	900,0
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) / 10^6$		0,0000016	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, $MPRR = 0,5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) / 10^6$		0,000065	т/скв/год
Максимальный выброс, $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600$		0,00020	г/сек
Годовой выброс, $MR = MZAK + MPRR$		0,000067	т/скв/год

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9



Источник №6010. Установка подачи топлива					
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Кол-во дизтоплива, поступившего на установку	VNP0	т	383,687		
Объем дизтоплива, поступившего на установку	VNP	м ³	446,148		
Производительность закачки	V0	м ³ /час	16		
Объем газозооушной смеси	V1	м ³ /с	0,00444		
Максимальная концентрация паров углеводородов	C	г/м ³	5		
Удельные потери нефтепродукта	QT	т/м ³	20		
Время работы	T	час	27,9		
Расчет выбросов:					
Количество выбросов рассчитывается по формуле:	G	г/с	$G = V1 \cdot C$		0,0222
	M	т/скв/год	$M = VNP \cdot QT \cdot 0.000001$		0,0089

Идентификация состава выбросов:

Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды C12-C19
C_i мас%	0,28	99,72
M, г/сек	0,00006	0,02214
G, т/год	0,00002	0,00888

Список литературы:

Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами. Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту 5.3.2. При наливе в транспортные средства



Источник №6011. Сварочный пост. Ручная дуговая сварка					
Наименование, формула	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
Исходные данные:					
Кол-во электродов УОНИ 13/55	n	кг	60,0		
Уд. выброс оксидов железа	q	г/кг	13,90		
Уд. выброс марганца и его соедин.	q	г/кг	1,09		
Уд. выброс пыли неорганической	q	г/кг	1,00		
Уд. выброс фтор-тых соединений	q	г/кг	0,93		
Уд. выброс диоксида азота	q	г/кг	2,7		
Уд. выброс оксидов углерода	q	г/кг	13,3		
Уд. выброс фторидов	q	г/кг	1,0		
Макс. расход сварочных материалов	B	кг/час	1,2		
Время работы	t	час	72,0		
Расчет:					
Количество выбросов ЗВ (т/год)	Q_{FeO}	г/сек	$13,90 * 1,2 / 3600$		0,0046
рассчитывается по формуле:		т/скв/год	$60,0 * 13,90 / 10^6$		0,0008
$Q = q * n / 10^6$	Q_{MnO}	г/сек	$1,09 * 1,2 / 3600$		0,0004
где:		т/скв/год	$60,0 * 1,09 / 10^6$		0,0001
q- удельный выброс ЗВ	Q_{NO2}	г/сек	$2,70 * 1,2 / 3600$		0,0009
n-расход электродов, кг		т/скв/год	$60,0 * 2,70 / 10^6$		0,0002
1000000 - коэф.перевода в тонны	Q_{CO}	г/сек	$13,30 * 1,2 / 3600$		0,0044
Количество выбросов ЗВ (г/с):		т/скв/год	$60,0 * 13,30 / 10^6$		0,0008
$G = q \cdot B / 3600$	Q_{HF}	г/сек	$0,93 * 1,2 / 3600$		0,0003
		т/скв/год	$60,0 * 0,93 / 10^6$		0,0001
	Q_F	г/сек	$1,00 * 1,2 / 3600$		0,0003
		т/скв/год	$60,0 * 1,00 / 10^6$		0,0001
	$Q_{пыль}$	г/сек	$1,00 * 1,2 / 3600$		0,0003
	неорг	т/скв/год	$60,0 * 1,00 / 10^6$		0,0001

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005



Источник №6012. Газорезка			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Толщина разрезаемого материала	L	мм	10
Уд.выброс оксидов марганца	q	г/ч	1,9
Уд. выброс оксид железа	q		129,1
Уд.выброс оксида углерода	q		63,4
Уд.выброс диоксида азота	q		64,1
Время работы	T	час	5,0
Расчет:			
Количество выбросов ЗВ (т/год):	G_{FeO}	г/с	0,0359
от газорезки составит:	Q_{FeO}	т/скв/год	0,0006
	G_{MnO}	г/с	0,0005
$Q = q * T / 10^6$	Q_{MnO}	т/скв/год	0,00001
	G_{NO2}	г/с	0,0178
Количество выбросов ЗВ (г/с):	Q_{NO2}	т/скв/год	0,0003
$G = q / 3600$	G_{CO}	г/с	0,0176
	Q_{CO}	т/скв/год	0,0003

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005



Источник №6013. ДВС автотранспорта				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчет	Результат
Исходные данные:				
Число работающей техники	N	шт.	3	
Время работы машин с дизельным ДВС	t	час/год	606,0	
Выбросы ЗВ				
Диоксид азота (коэф.трансф. - 0,8)	K _{NO2}	кг/т	32,0	
Оксид азота (коэф.трансф. - 0,13)	K _{NO}	кг/т	5,20	
Сажа (углерод черный)	K _C	кг/т	15,5	
Сернистый газ	K _{SO2}	кг/т	20,0	
Оксид углерода	K _{CO}	кг/т	100,0	
Бенз(а)пирен	K _{бенз.}	кг/т	0,00032	
Углеводороды	K _{CH}	кг/т	30,0	
Расчет:				
Максимальный выброс:	M	г/сек	M = 0,013 * K * N * 1000/3600	
	M _{NO2}	0301		0,3467
	M _{NO}	0304		0,0563
	M _C	0328		0,1679
	M _{SO2}	0330		0,2167
	M _{CO}	0337		1,0833
	M _{бенз(а)}	0703		3,5E-06
	M _{CH}	2754		0,3250
Валовый выброс:	g	т/год	g = 0,013 * K * t * N/ 1000	
	g _{NO2}	0301		0,2521
	g _{NO}	0304		0,0410
	g _C	0328		0,1221
	g _{SO2}	0330		0,1576
	g _{CO}	0337		0,7878
	g _{бенз(а)}	0703		3E-06
	g _{CH}	2754		0,2363

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-п



1.2 Расчеты выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования

Источники № 0101-0162. Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от устьевого нагревателя УН-0,2МЗ

Исходные данные	Единица измерения	Количество		
Номинальный расход газа (по паспорту)	м³/час	25,0		
Плотность газа	кг/м³	0,94		
Время работы	час/год	8760		
Содержание сероводорода в топливе (% по массе)	%	0,002		
Теплопроизводительность печи	Гкал/час	0,2		
Расчет выбросов оксида углерода и метана				
Формула расчета	В - максим. расход топлива	Количество выбросов оксида углерода и метана		
П CO, CH₄ = 1,5 * В * 10 ⁻³	кг/час	кг/час	г/сек	т/год
	23,5	0,03525	0,0098	0,3088
Расчет выбросов оксидов азота				
Формулы расчета	Формулы расчета вспомогательных параметров при определении концентрации оксидов азота			
ΠNO _x = V _Г * CNO _x Э = Эж * b * ЭГ * (1-b)	V _Г = 7,84 * а * В	а = 1,1		
	b = 0	V _Г =		303,9960
		V _Г , м3/с		0,0844
ЭГ = 1,5		CNO _x = 1,073 *(180+60b)*Q _ф /Q _р * а ^{0,5} * V _{сг} /V _Г * 10 ⁻⁶		
Q _ф =29,4 * Э * В	1036,350	Q _р =	837,36	Q _ф / Q _р 1,2376
V _{сг} /V _Г = 0,83		при а = 1,1		а ^{0,5} = 1,0488
		(180+60b)= 180		
CNO _x = 1,073 *(180+60b)*Q _ф /Q _р * а ^{0,5} * V _{сг} /V _Г * 10 ⁻⁶ =				0,000208
Выбросы окислов азота		Количество выбросов окислов азота		
ΠNO _x = V _Г * CNO _x	кг/час	г/сек	т/год	
	0,0632	0,0176	0,5536	
В т.ч. диоксида азота,	80	0,0141	0,4429	
оксида азота	13	0,0023	0,0720	
Расчет выбросов диоксида серы				
Формулы расчета	Количество выбросов диоксида серы			
ΠSO2=В*(2Sb+1,88H2S*(1-b))*10 ⁻²	кг/час	г/сек	т/год	
	0,000884	0,00025	0,00774	
средняя скорость ГВС	w	м/с	w=(4*VГ)/(3,14*d²)	2,69

Выбросы определены согласно "Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.



Источники №№0163-0224 Продувочная свеча устьевого подогревателя

Исходные данные:	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
Диаметр свечи	Ду	м	0,05
Высота продувочной свечи	h	м	3
Длина участка газопровода	L	м	
Плотность газа	ρ	кг/м ³	0,94
Время продувки	t	сек	30
		час/год	0,017
Расчет:			
Объем газа при продувке определяется по ф-ле 3.4 методики: $V_{сст} = V_k \cdot P_a \cdot T_o / P_o \cdot Z \cdot T_a$	V	м ³	0,3495
где: V _к - геометр. объем компр.части	V _к	м ³	0,05
Атмосферное давление	P _о	МПа	0,1
температура газа при 0°С	T _о	°К	273
давление и температура в оборудовании	P _а	МПа	0,70
	T _а	°К	279
Коэффициент сжимаемости газа	Z		0,98
Объемный расход газа: $V_1 = V_{сст} / t$	V ₁	м ³ /с	0,0117
Максимальные выбросы УВ: $M = V \cdot \rho$	G	кг/сек	0,3285
		г/с	10,9500
Секундный выброс, отнесенный к 20-ти мин. осреднению	M _{метан}	г/с	0,2738
Валовый выброс в-ва: Углеводороды C1-C5	G _{метан}	т/год	0,0003
Скорость выхода ГВС: $W = V_1 / S$, где $S = \pi D^2 / 4$	W	м/с	5,962

Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-ө



Источники № 0301-0304. Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от дренажной емкости

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2005 г.

Расчетная формула:

Расчет выбросов углеводородов производится по формулам:

$$M = 0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_v \cdot V_{ch}^{\max} / 10^4 \quad \text{г/сек}$$

$$G = 0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_v + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{ob} \cdot B / 10^7 / \rho_{ж} \quad \text{т/год}$$

где K_{tmin} , K_{tmax} - опытные коэффициенты (приложение 7);

K_{pcp} , K_{pmax} - опытные коэффициенты (приложение 8);

P_{38} - давление насыщенных паров нефтей при температуре 38°C, мм.рт.ст

m - молекулярная масса паров жидкости, г/моль (приложение 5);

V_{chmax} - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из

резервуара во время его закачки, м³/час;

K_v - опытный коэффициент (приложение 9);

K_{OB} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, т/м³;

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Исходные данные

Наименование продукта	$V_{ch}^{\max}$, м³/час	B , т/год	Режим эксплуатации	V_p , м³	$\rho_{ж}$	кол-во емкостей, шт	$K_{об}$	ССВ
нефтяная эмульсия	4	16,0	мерник	16	0,854	1	2,5	отс
продолжение исходных данных								
Конструкция рез-ра	P_{38}	m	$K_t^{\max}$	$K_t^{\min}$	$K_p^{\max}$	K_p^{cp}	K_v	
подземный горизонтальный	77,26	75	1,09	0,92	0,8	0,56	1	

Результаты расчета

Выбросы ЗВ	г/сек	т/год
пары нефти	0,3294	0,0090

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды					сероводорода, г/м³
	Предельные		Ароматические			
	C1-C5	C6-C10	бензол	ксилол	толуол	
Ci, масс. %	72,46	26,8	0,35	0,11	0,22	0,06
Mi, г/сек	0,2387	0,0883	0,0012	0,0004	0,0007	0,0002
Gi, т/год	0,0065	0,0024	3,Е-05	1,Е-05	2,Е-05	5,Е-06

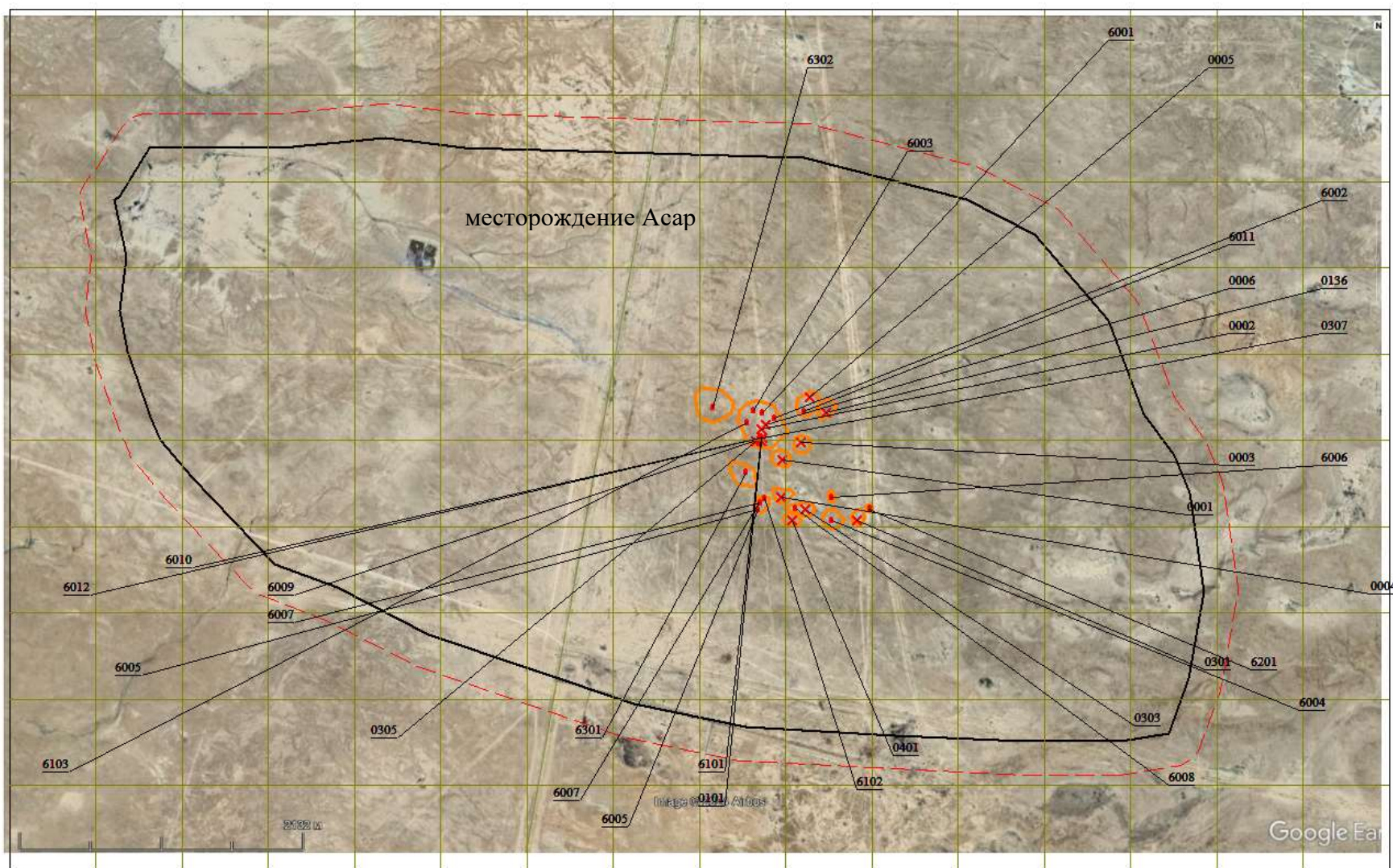


Расчет выбросов от неорганизованных источников

" Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов", приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-в						
№ п.п	Наименование	Обозн.	Един. изм.	Колич.		Площадка скважины Ист. №6101-6192
				Расчет. вел-на утечки	Расчет. доля укл. потер. герм.	
1	Исходные данные:					
	Количество выбросов:		час/год			8760
	Время работы					
	Легкие УВ:					
	Количество ЗРА		шт			6
2	Количество ФС		шт			12
	Количество ПК		шт			
	Расчет:			Результаты расчета		
	Газ:					
	$Y = n_{\text{зр}} * 0,021 * 0,293 + n_{\text{ф}} * 0,00073 * 0,03 + n_{\text{пк}} * 0,136 * 0,46$, кг/час		кг/час г/с т/год			
	нефть:					
	$Y = n_{\text{зр}} * 0,013 * 0,365 + n_{\text{ф}} * 0,00038 * 0,05 + n_{\text{пк}} * 0,084 * 0,25$		кг/час г/с т/год			0,0287 0,0080 0,2514
3	Идентификация выбросов	% (топл. газ)	% (сырая нефть)	% (сырой газ)		
0333	Сероводород		0,06	2,68	г/с	5,Е-06
					т/год	0,0002
0415	Углеводороды C1-C5		72,46	63,39	г/с	0,0058
					т/год	0,1822
0416	Углеводороды C6-C10		26,8		г/с	0,0021
					т/год	0,0674
0602	Бензол		0,35		г/с	3,Е-05
					т/год	0,0009
0616	Ксилол		0,11		г/с	9,Е-06
					т/год	0,0003
0621	Толуол		0,22		г/с	2,Е-05
					т/год	0,0006

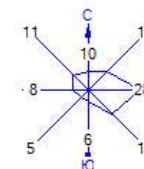
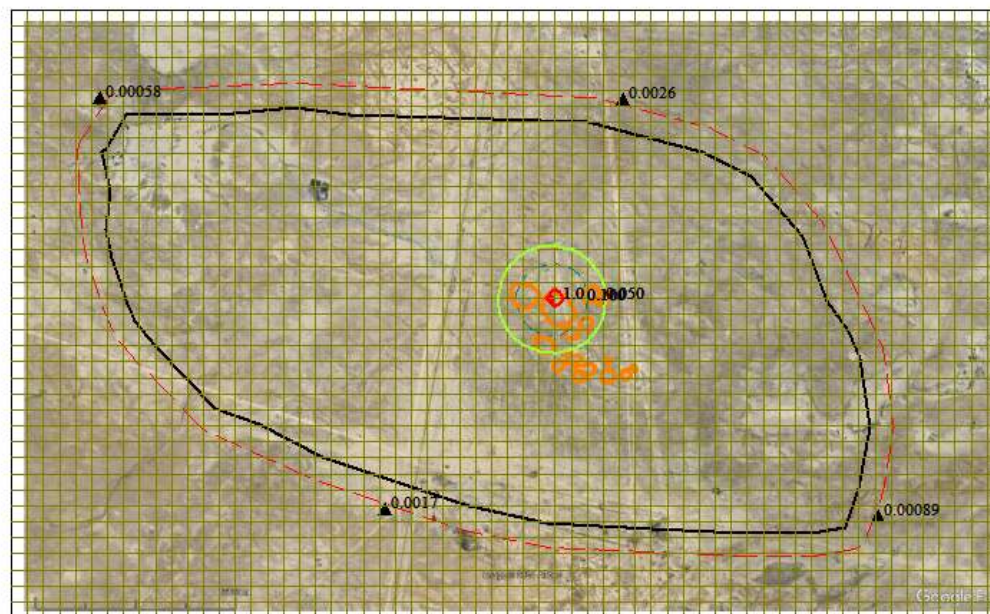


ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ



ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ

Город: 003 Асар
 Объект: 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 3123 Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

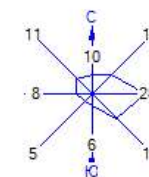
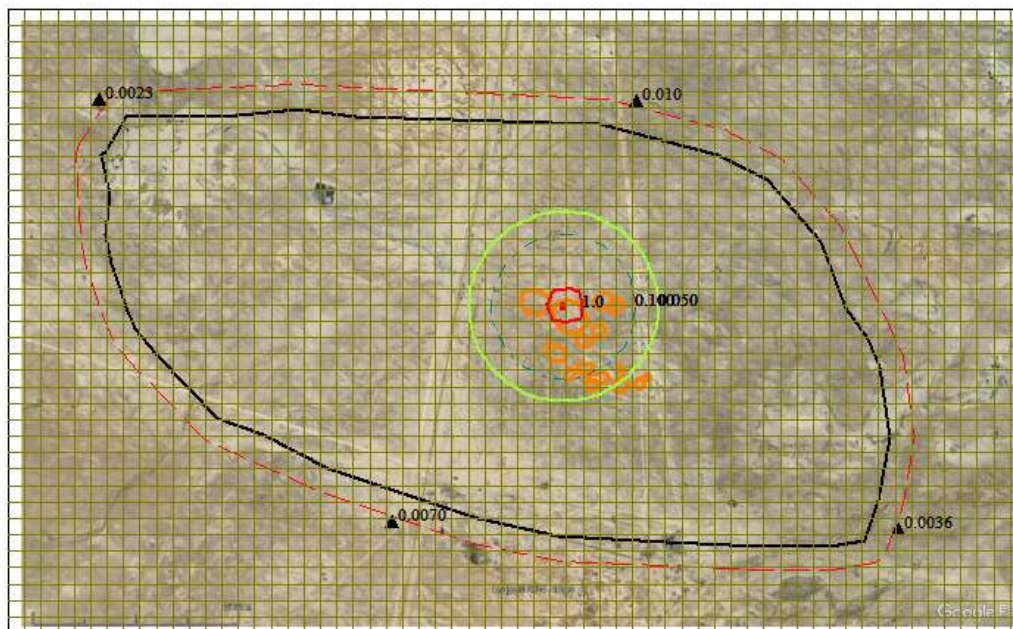
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК

Макс концентрация 1.8423133 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9890$
 При опасном направлении 241° и опасной скорости ветра 0.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 3119 Кальций карбонат (Мел) (306)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

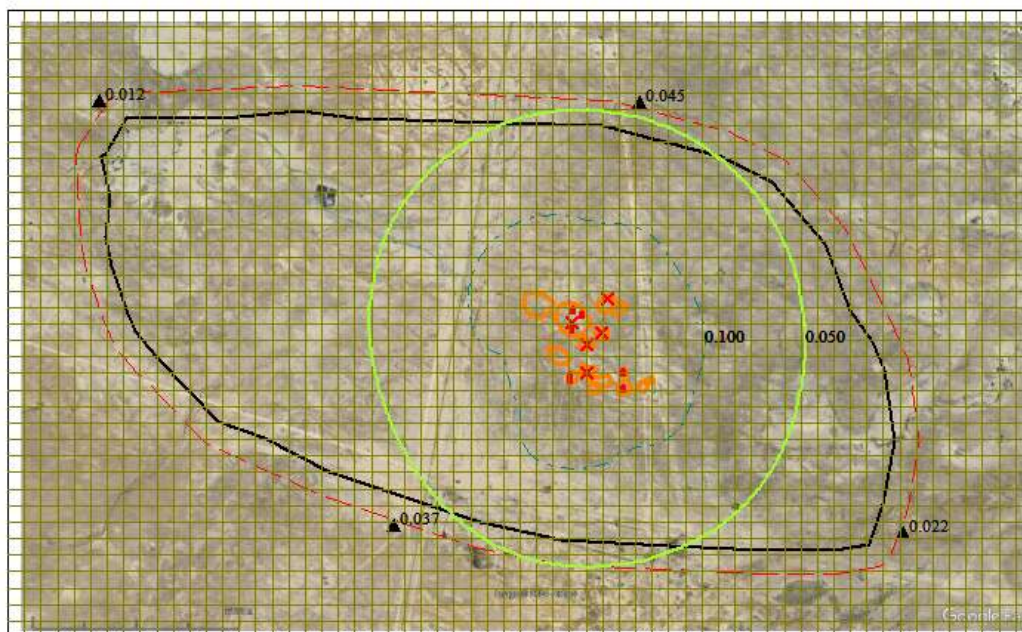
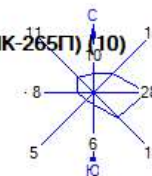
- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК

Макс концентрация 7.4144425 ПДК достигается в точке $x=14997$ $y=9890$
 При опасном направлении 241° и опасной скорости ветра 0.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С): Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

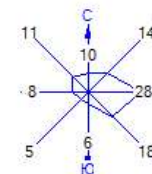
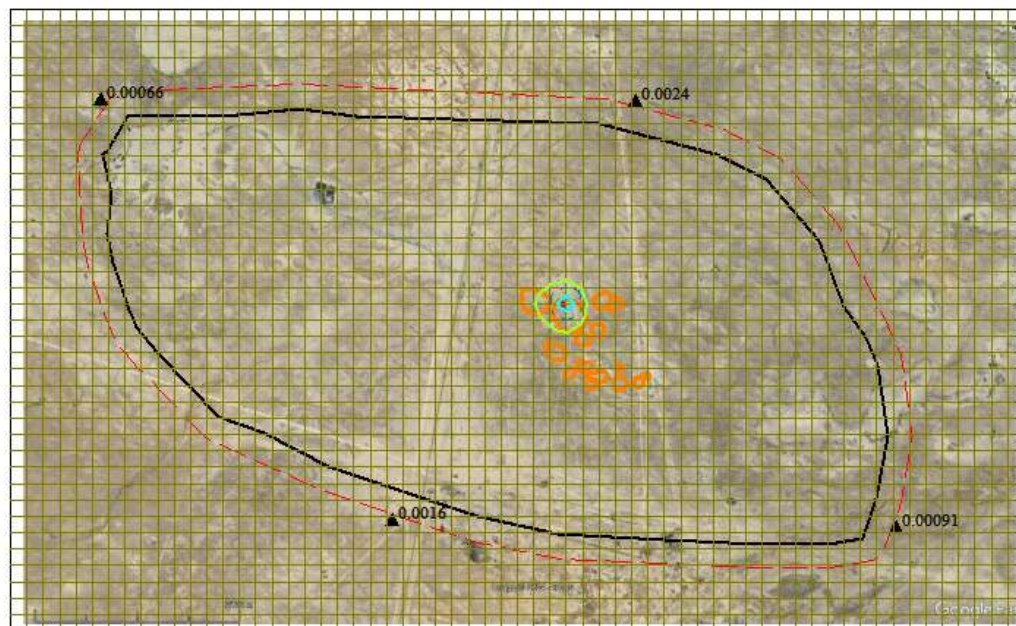
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

Макс концентрация 0.9785113 ПДК достигается в точке $x = 15597$ $y = 9090$
 При опасном направлении 79° и опасной скорости ветра 0.92 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 1580 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)



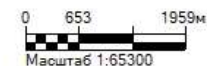
Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

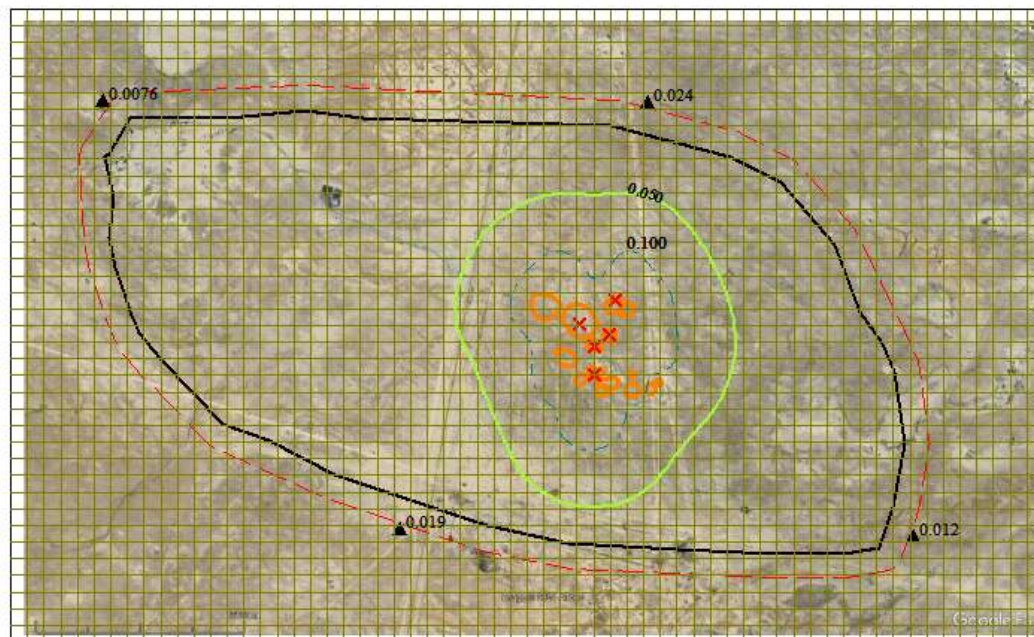
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 0.480 ПДК

Макс концентрация 0.830138 ПДК достигается в точке $x=14997$ $y=9890$
 При опасном направлении 241° и опасной скорости ветра 0.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63×39
 Расчет на существующее положение.



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

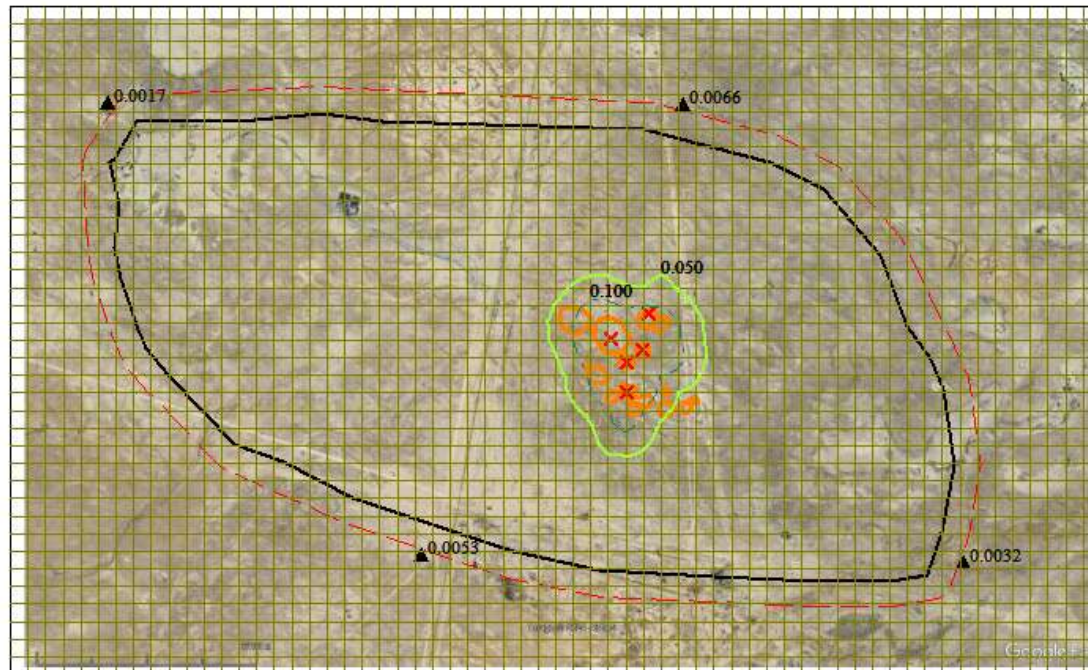
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

Макс концентрация 0.3095829 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9290$
 При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 11.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

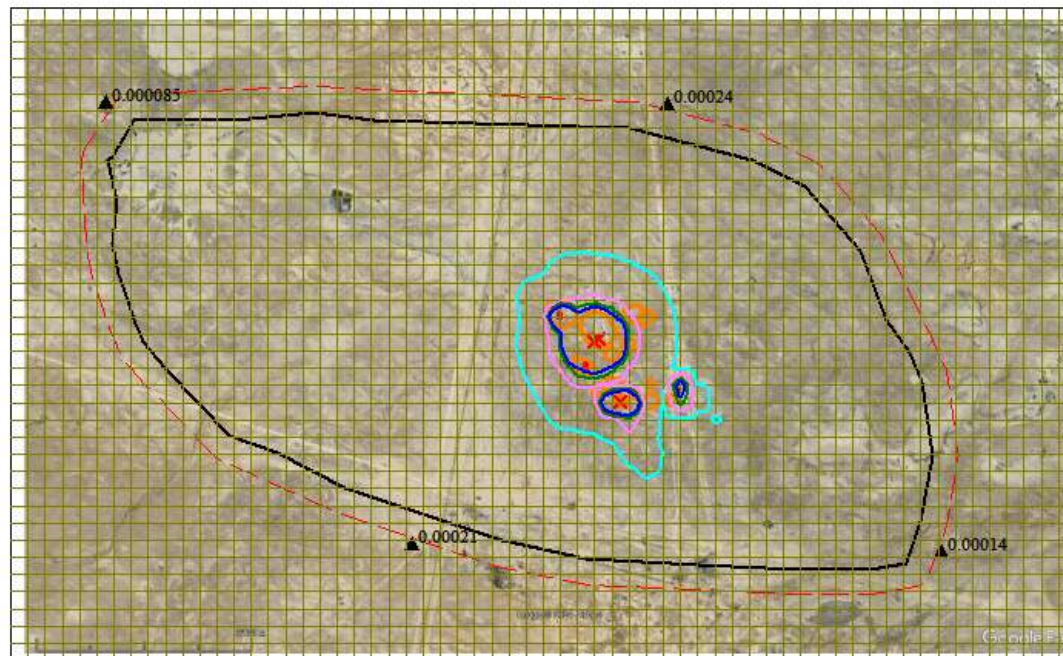
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

Макс концентрация 0.3924499 ПДК достигается в точке $x=15197$ $y=9490$
 При опасном направлении 167° и опасной скорости ветра 11.7 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- - Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

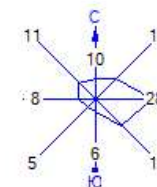
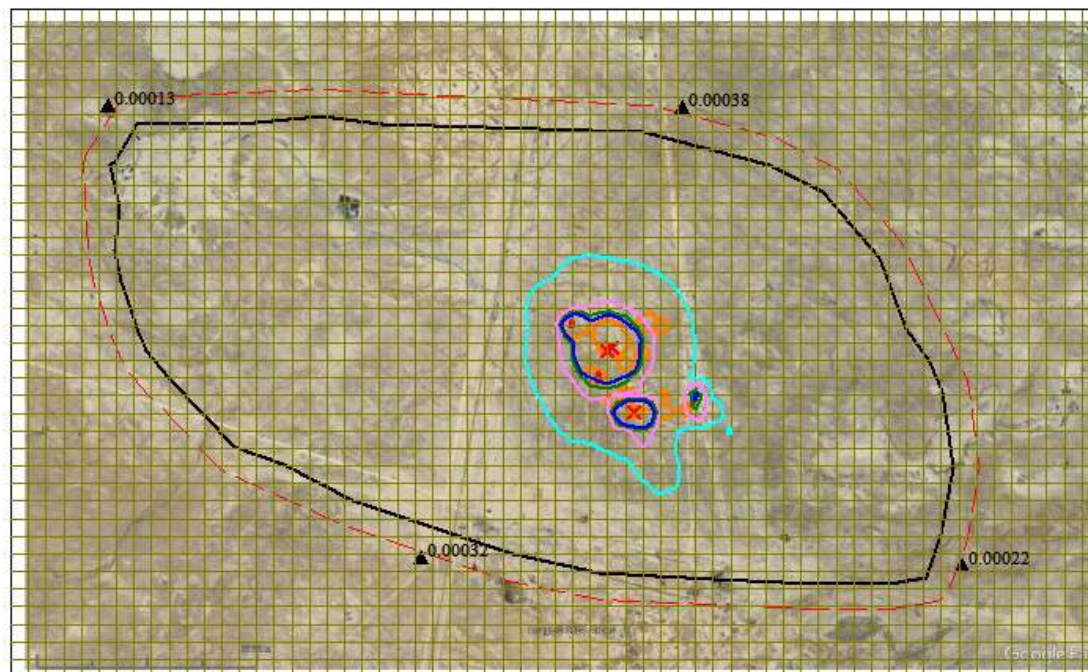
- 0.00077 ПДК
- 0.0015 ПДК
- 0.0022 ПДК
- 0.0026 ПДК

Макс концентрация 0.0111767 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9690$
 При опасном направлении 190° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63×39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

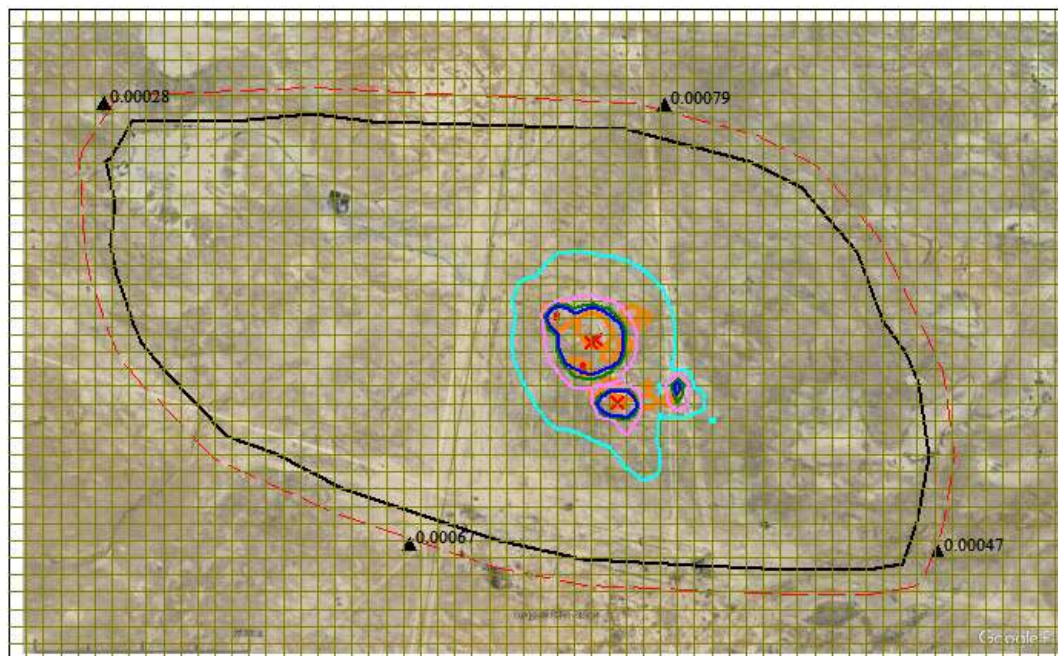
- 0.0012 ПДК
- 0.0023 ПДК
- 0.0034 ПДК
- 0.0041 ПДК

Макс концентрация 0.0170496 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9690$
 При опасном направлении 190° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63×39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959 м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- - Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

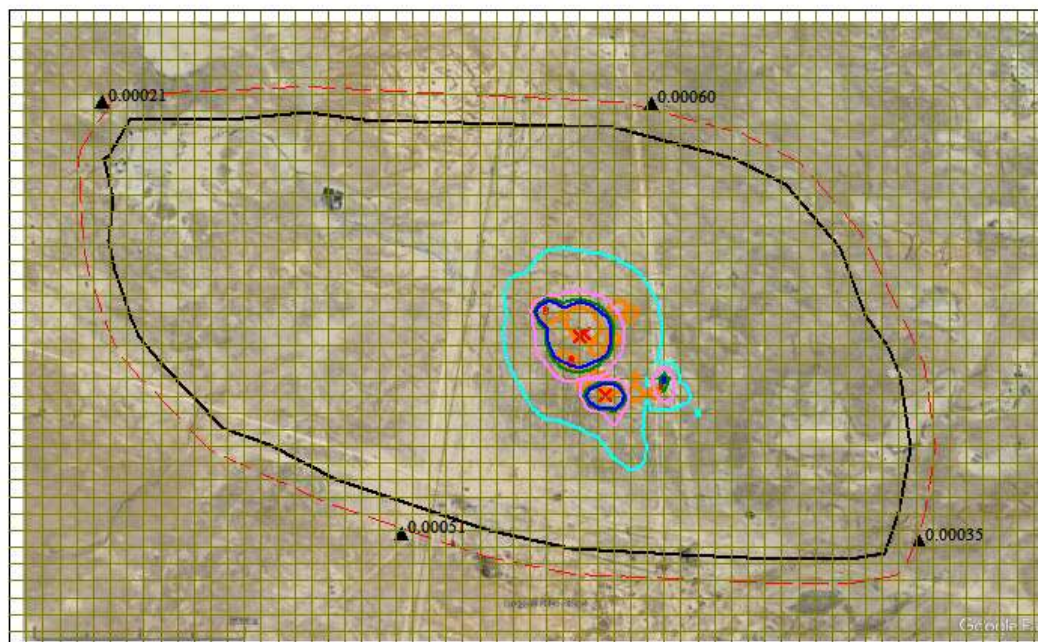
- 0.0025 ПДК
- 0.0048 ПДК
- 0.0071 ПДК
- 0.0085 ПДК

Макс концентрация 0.0358353 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9690$
 При опасном направлении 190° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63×39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959 м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

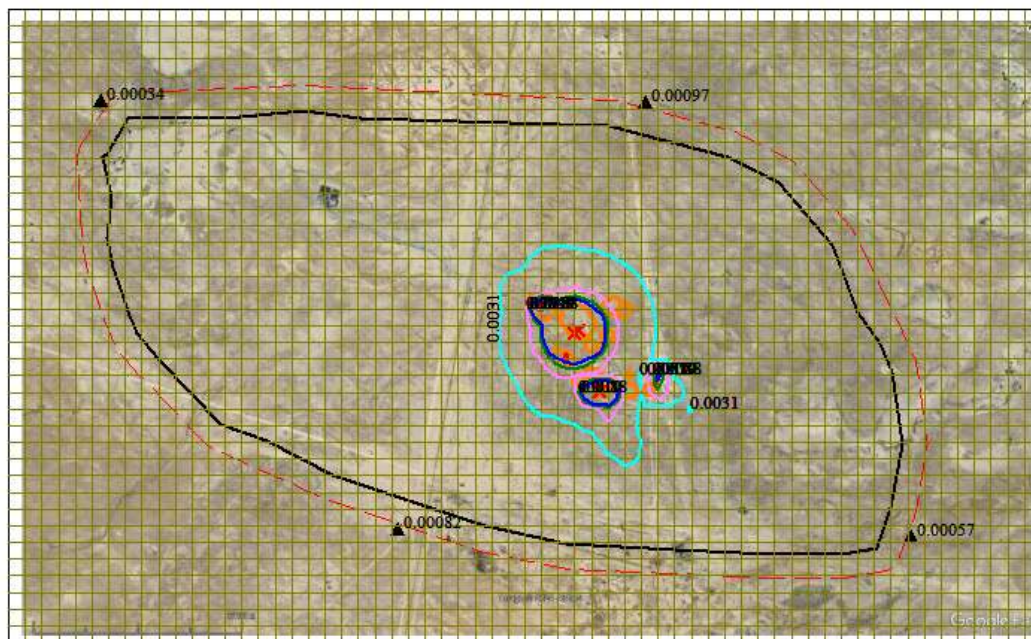
- 0.0019 ПДК
- 0.0036 ПДК
- 0.0054 ПДК
- 0.0065 ПДК

Макс концентрация 0.0273568 ПДК достигается в точке x= 14997 y= 9690
 При опасном направлении 190° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

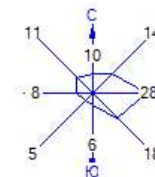


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.0031 ПДК
- 0.0059 ПДК
- 0.0088 ПДК
- 0.010 ПДК

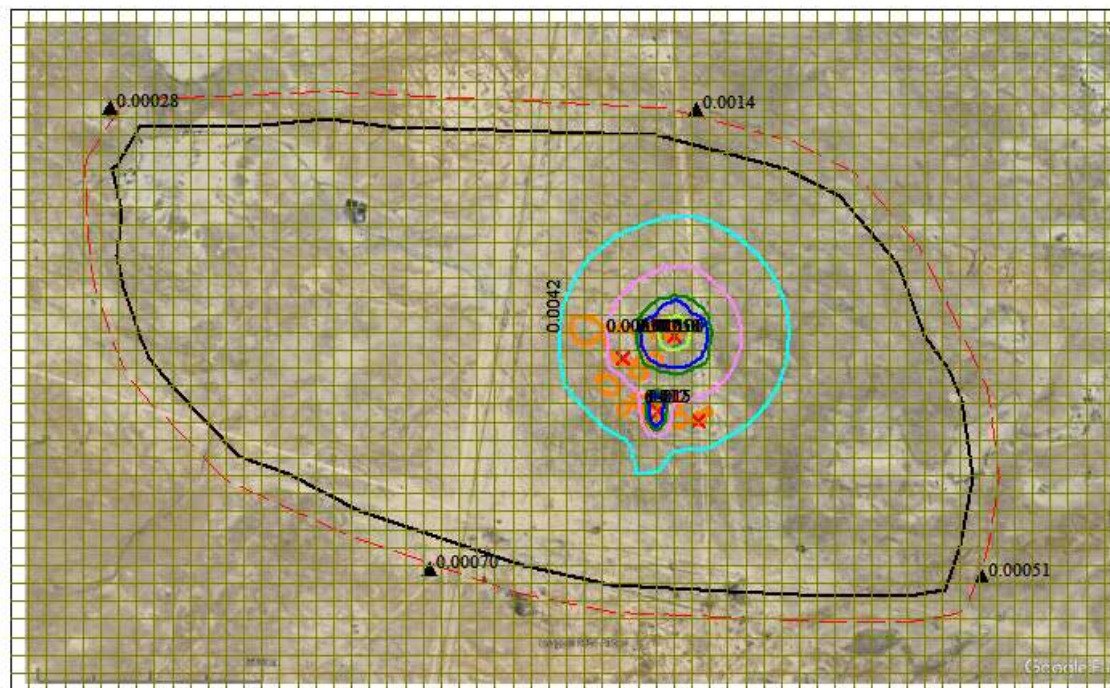


Макс концентрация 0.0443771 ПДК достигается в точке $x=14997$ $y=9690$
 При опасном направлении 190° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчёт на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0410 Метан (727°)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.0042 ПДК
- 0.0083 ПДК
- 0.012 ПДК
- 0.015 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300

Макс концентрация 0.3075942 ПДК достигается в точке $x = 15597$ $y = 9890$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.57 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчёт на существующее положение.

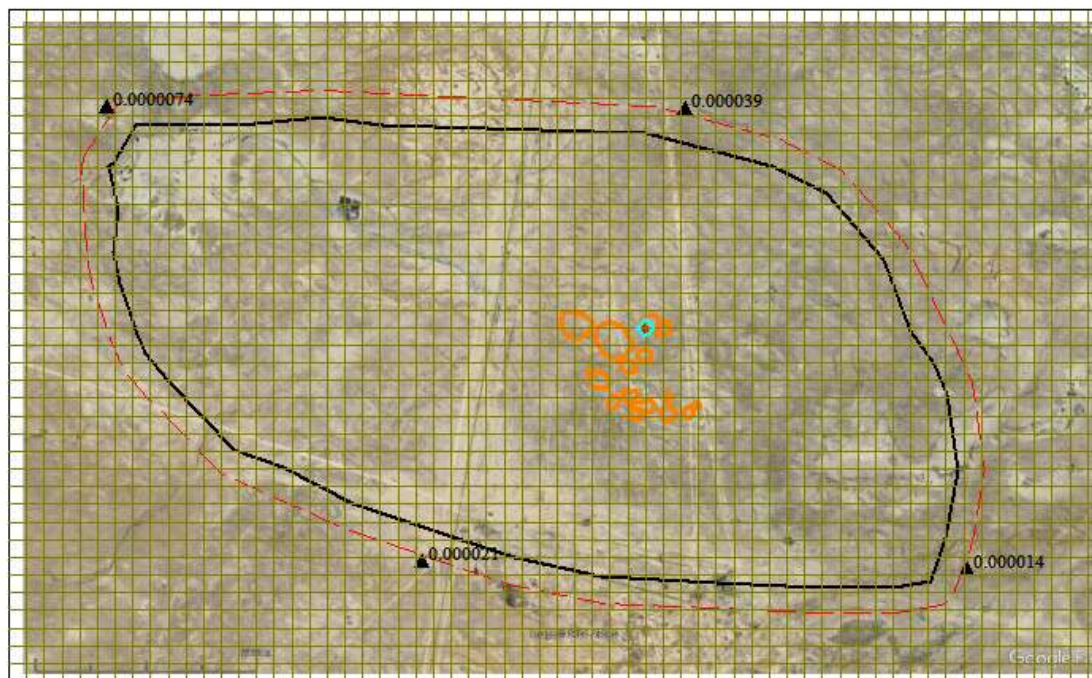


Город : 003 Асар

Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

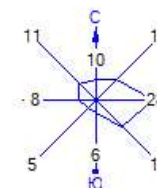
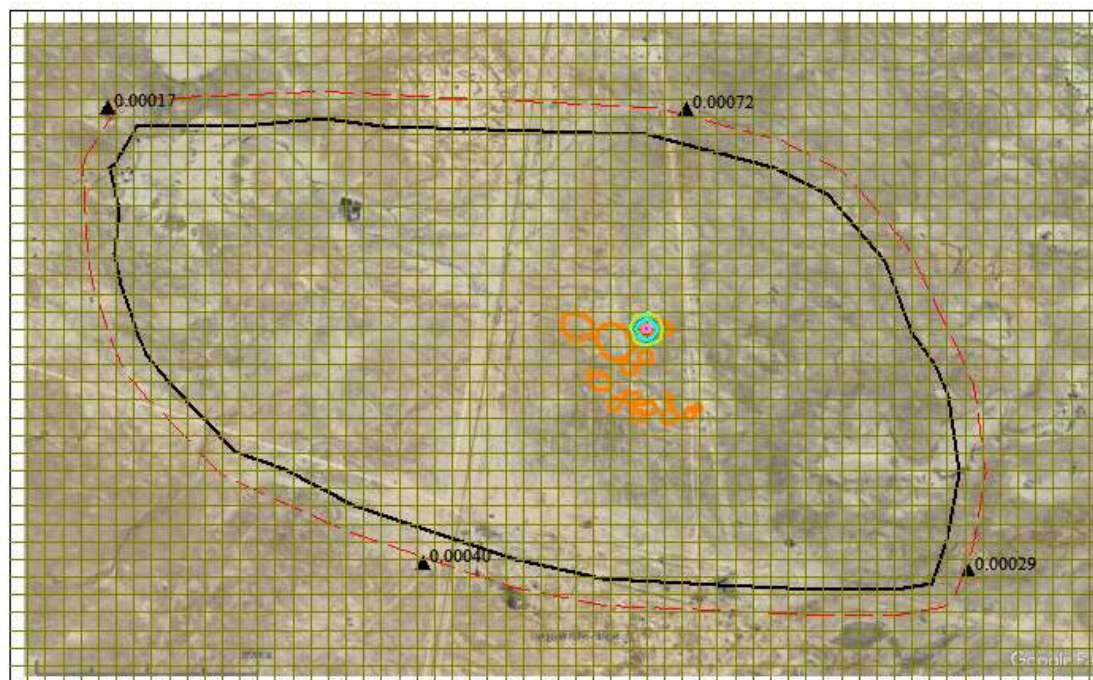
0.026 ПДК

Макс концентрация 0.0440221 ПДК достигается в точке $x=15397$ $y=9890$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63×39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959 м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

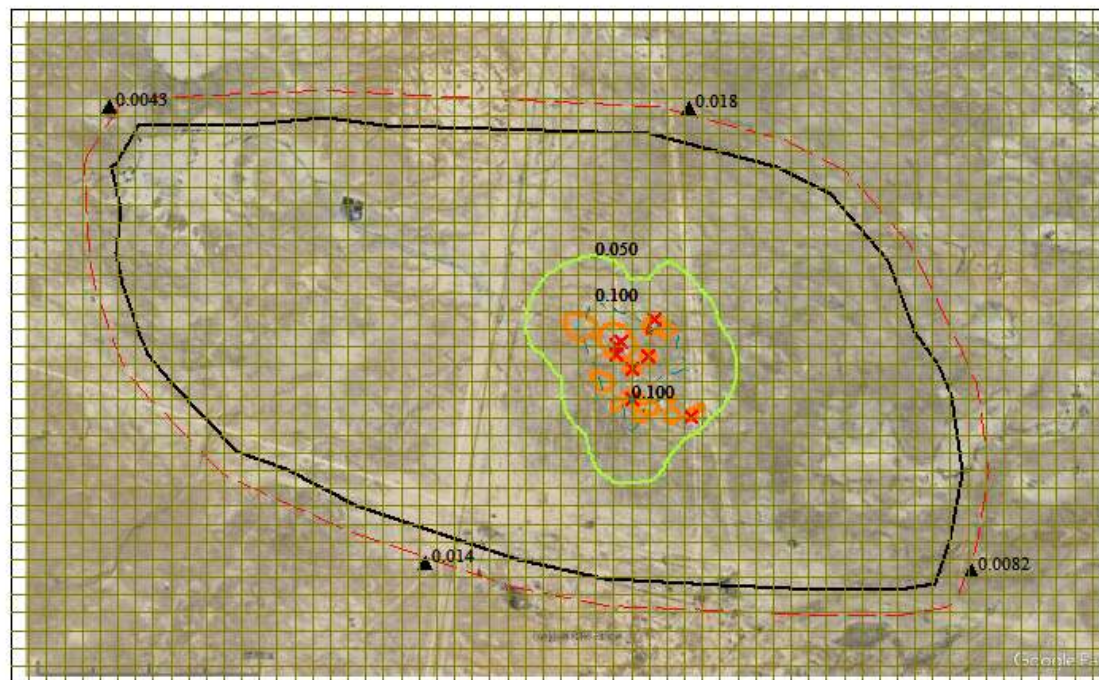
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.131 ПДК
- 0.253 ПДК

Макс концентрация 0.3241408 ПДК достигается в точке $x=15397$ $y=9890$
 При опасном направлении 175° и опасной скорости ветра 0.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

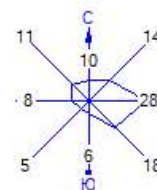


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК

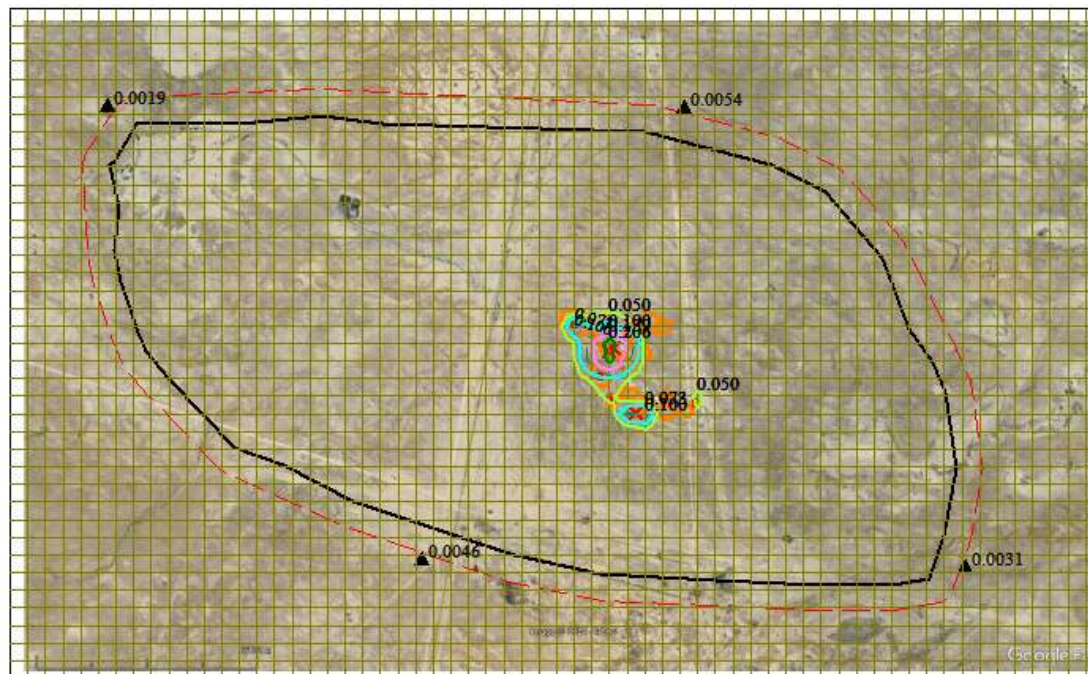


Макс концентрация 0.1487076 ПДК достигается в точке $x=14997$ $y=9490$
 При опасном направлении 11° и опасной скорости ветра 8.79 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИМунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

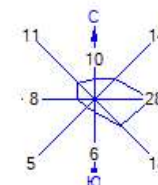


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.073 ПДК
- - 0.100 ПДК
- 0.139 ПДК
- 0.206 ПДК

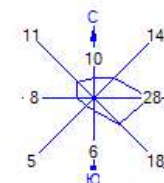
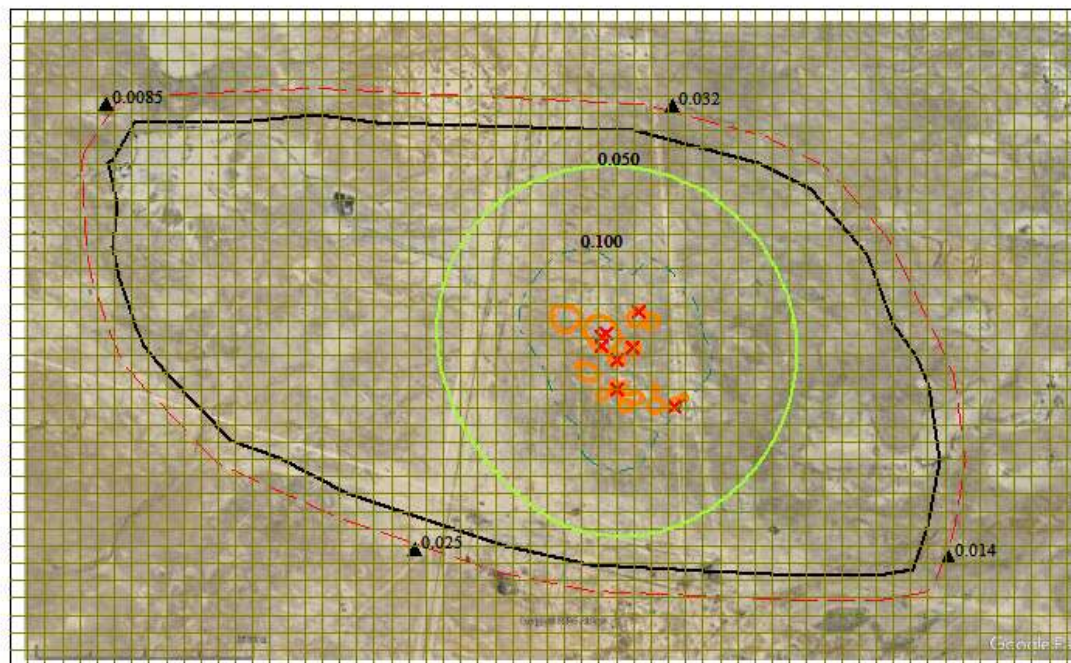


Макс концентрация 0.2435738 ПДК достигается в точке $x=14997$ $y=9690$
 При опасном направлении 185° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959 м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

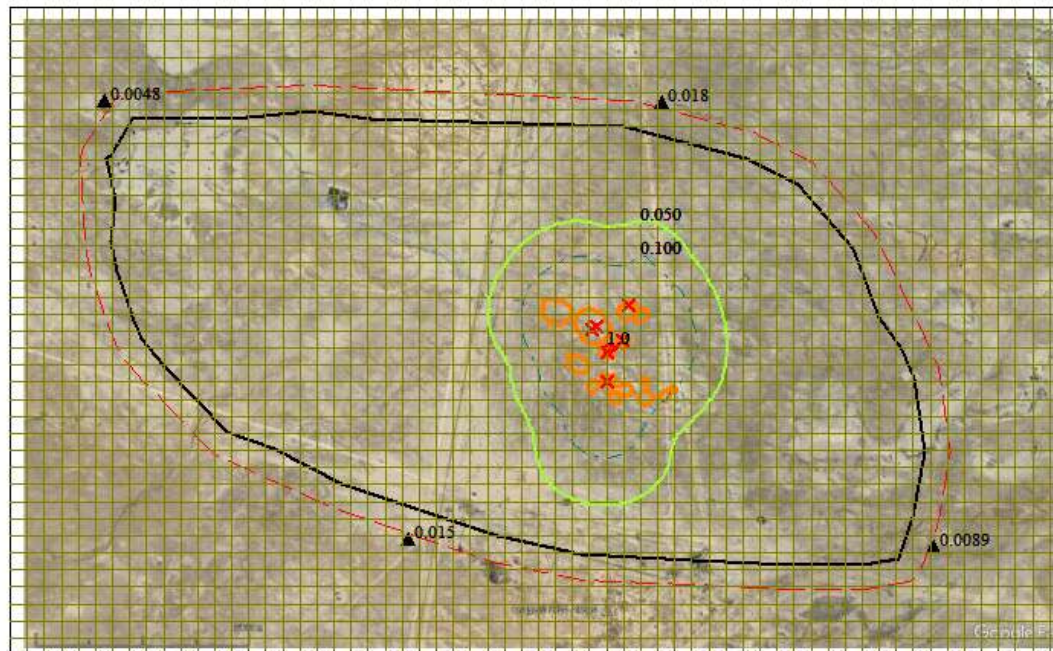
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК

Макс концентрация 0.5153952 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9690$
 При опасном направлении 57° и опасной скорости ветра 2.43 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

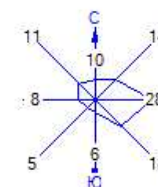
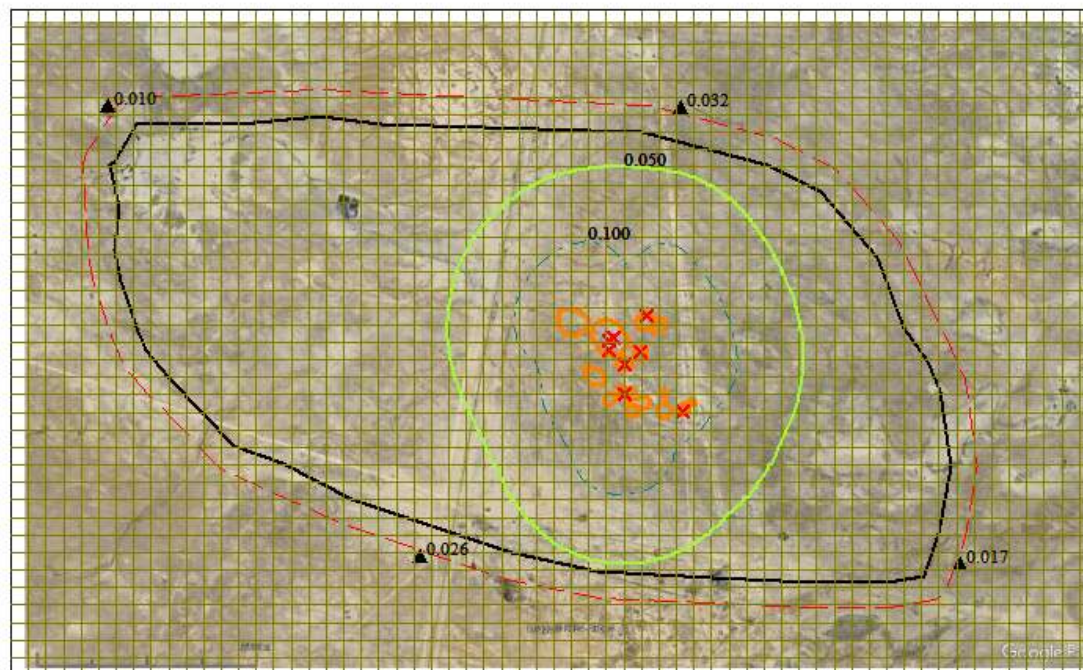
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК

Макс концентрация 1.0786965 ПДК достигается в точке $x=15197$ $y=9490$
 При опасном направлении 167° и опасной скорости ветра 10.07 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчет на существующее положение.

0 653 1959м.
 Масштаб 1:65300



Город : 003 Асар
 Объект : 0003 Филиал ТОО "КМГ Инжиниринг" "КазНИПИмунайгаз" Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - 0.100 ПДК

Макс концентрация 0.4069555 ПДК достигается в точке $x = 14997$ $y = 9290$
 При опасном направлении 55° и опасной скорости ветра 14.21 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12400 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 63*39
 Расчёт на существующее положение.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ЛИЦЕНЗИЯ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ



21033550



ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года

02354P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Динмұхамед Қонаев, здание № 8
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 экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

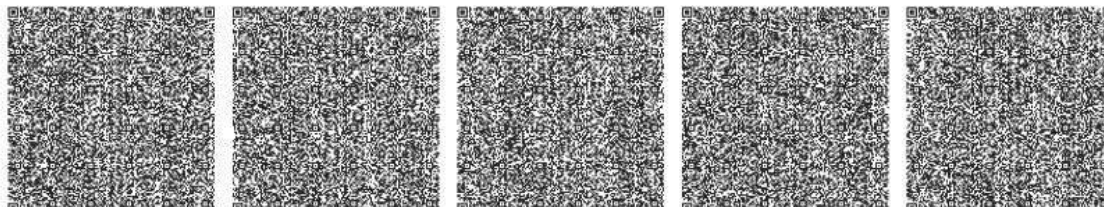
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 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"

Z05H9E8, Республика Казахстан, г. Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, 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 экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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

Номер приложения

001

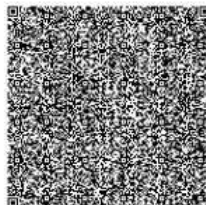
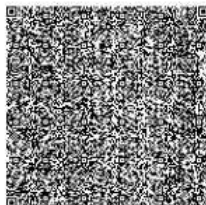
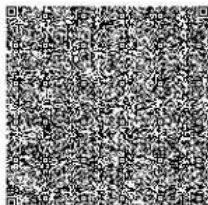
Срок действия

Дата выдачи приложения

15.12.2021

Место выдачи

г. Нур-Султан



ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА «ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР» (2018 Г.) С МАТЕРИАЛАМИ ПРЕДОВОС

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ



Номер: KZ12VCY00137123
Дата: 23.11.2018
МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Астана қ., Оразбөр к., 8
«Министрліктер үйі», 14 кіреберіс
Тел.: 8(7172) 74-00-69, 8(7172)74-08-55

010000, г.Астана, ул. Оразбөр, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-00-69, 8(7172) 74-08-55

№ _____

АО «Мангистаумунайгаз»

Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект разработки месторождения Асар» с материалами ПредОВОС

Заказчик: АО «Мангистаумунайгаз».

Раздел ПредОВОС к Проекту разработан Филиалом ТОО «НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «КазНИПИМунайгаз» в г.Актау (гос.лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды №01727Р от 16.01.2015 г).

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- Технический проект;
- Проект ПредОВОС;
- Материалы по учету общественного мнения;
- Объявления в СМИ.

Материалы представлены 23.10.2018 года №KZ66RCP00070829.

Общие сведения

Объект исследования - система разработки месторождения Асар.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Асар.

Составление нового «Проекта разработки...» было вызвано значительным превышением фактических показателей разработки от проектных (по объему добычи нефти на 22%, по закачке воды в 2 раза, по фонду нагнетательных скважин в 2 раза), а также необходимостью дальнейшего усовершенствования и обоснования рациональной системы разработки месторождения Асар, с целью достижения утвержденного КИН при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қызыл белгімен тем. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылым. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеру аласыз. Данауы документ оқласыңыз пүтін 1 сәткі 7 ЗРК от 7 январь 2003 года "Об электронных документах и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можно:



Нефтегазовое месторождение Асар расположено в степной части полуострова Мангышлак в Каракиянском районе Мангистауской области. Ближайшие населенные пункты расположены: поселок Жетыбай - в 30 км, пос Мунайши - в 40 км, ж/д станция Жетыбай - в 45 км, г. Жанаозен - в 40 км и областной центр г. Актау - в 120 км.

Климат района резко континентальный.

В качестве фоновых концентраций использованы концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Асар из Экологического мониторинга эмиссии выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на источниках загрязнения и на границе СЗЗ АО «Мангистаумунайгаз» за 2 квартал 2018 г (мг/м³): пыль, взвешенные частицы -0,015, диоксид серы -0,003, оксид углерода -0,007, диоксид азота-0,013, оксид азота-0,004, углеводороды C12-C19-0,004.

Добычу нефти на месторождении осуществляет Производственное управление «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз».

Месторождение Асар было открыто в мае 1969 г. и эксплуатируется с октября 1973 года. Структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную тектоническим нарушением.

Площадь геологического отвода месторождения составляет 28,43 км².

Промышленная разработка месторождения в настоящее время реализуется согласно основных положений действующего проектного документа, которым является «Технологическая схема разработки месторождения Асар», составленная ТОО «НПЦ» в 2010 г. и утвержденная КГиН МИНТ РК (протокол №89 от 14.01.2011г.

В соответствие с динамикой разбуривания, с учетом плана расположения скважин, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивных пластов, принятых предельных толщин размещения скважин были рассчитаны технологические показатели возможных вариантов разработки месторождения Асар.

Вариант 1 - является базовым вариантом. В качестве базового варианта в настоящем проектом документе рассмотрен вариант продолжения разработки месторождения при сложившейся системе эксплуатации залежей. Предусмотрен ввод из бурения 200 скважин, в т.ч. 143 добывающих и 57 нагнетательных.

Вариант 2. Рассмотрено ввод из бурения 286 скважин, в т.ч. 175 добывающих и 111 нагнетательных.

Вариант 3. Вводятся из бурения - 200 скважин, в т.ч. 143 добывающих, из которых 8 скважин с горизонтальным окончанием, а также 57 нагнетательных.

Во всех вариантах разработки рассмотрено выполнение мероприятий по усовершенствованию системы разработки в виде дострелов, ГРП и СКО.



Для реализации проектных повариантных решений потребуется провести работы по монтажу и строительству водораспределительных блоков высоконапорных водоводов установка расходомеров, дополнительных насосов.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации является вариант 3. В дополнение к нему, предлагается реализация методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов. Рекомендуемый вариант разработки характеризуется стабильными уровнями отборов нефти 374 - 412 тыс.т на протяжении 7 лет (2022-2028 гг.), обеспечивающий коэффициент извлечения нефти 0,269 д.ед.

Многопластовое месторождение Асар включает в себя 24 залежи, среди которых 15 нефтяных, 3 газовые, 6 газонефтяных

В разрезе Асарского месторождения по промыслово-геофизическим данным и единой для Южного Мангышлака номенклатуре, выделяется 13 горизонтов. Горизонт Ю-I приурочен к келловейскому, Ю-II-V – батскому, Ю-VI-X – байосскому, Ю-XI-XII – ааленскому ярусам средней юры и Ю-XIII горизонт приурочен к нижнеюрским отложениям. Продуктивными являются с Ю-II по Ю-XI горизонты. Залежи нефти и газа с Ю-II по Ю-IX горизонт приурочены к блокам I и II, к блоку III приурочена одна залежь в подошве Ю-IX горизонта. Нефтяные залежи Ю-X и Ю-XI горизонта связаны с блоками I, Ia и II.

По гидрохимическим параметрам пластовые воды юрских отложений месторождения Асар аналогичны водам других месторождений Жетыбай-Узенской тектонической ступени и представляют собой хлоркальциевые рассолы.

По месторождению Асар на 01.01.2018 г. накопленная добыча нефти составляет 5142,4 тыс.т, 9631,3 тыс.т жидкости, в т ч воды - 4492,7 тыс.т и накопленная добыча растворенного газа – 381,9 млн.м³, в пласты закачано 15079,2 тыс.м³ воды. Остаточные геологические/извлекаемые запасы нефти по состоянию на 01.01.2018г. составляют 39 274,6 тыс.т/6 827,6 тыс.т соответственно.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный фонд скважин месторождения составляет 172 ед. (121 добывающих и 51 нагнетательных). Контрольный фонд скважин месторождения составляет 15 ед, водозаборные – 8 ед. Бездействующий фонд скважин составляет 29 добывающих и 18 нагнетательных скважин.

Парафинистые отложения в скважинах удаляются горячей водой (ОГВ) с добавлением ПАВ, эмульсией комплексного воздействия (ЭКВ). Солеотложения в системе сбора нефти предотвращаются ингибиторами коррозии.

Система поддержания пластового давления

Буд кырат КР 2003 жылдың 7-күнүгүндөгү «Электрондук кырат жана электрондук сандык кол жазма» туралы законун 7-бабы, 1-тармагына ыйык кыры берилген. Электрондук кырат www.elicense.kz порталында кырылат. Электрондук кырат туундуктасын www.elicense.kz порталында текшерсе болот. Дандый документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz.



С 1978 года разработка месторождения Асар осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт.

Заводнение продуктивных пластов на месторождении осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). В качестве рабочего агента используется альбсеноманская вода, добываемая из 18 водозаборных скважин месторождения.

Проектом рассматривается три варианта по обустройству объектов ППД. По №1,3 вариантам разработки планируется ввод 64 нагнетательных скважин (57 проектных и 7 добывающих), по №2 варианту разработки - 118 нагнетательных скважин (111 проектных и 7 добывающих).

Технология сбора продукции.

На месторождении Асар действует однотрубная лучевая герметизированная система сбора и транспорта добываемой нефти, которая поступает по выкидным линиям на 10 АГЗУ, 8 замерных установок. Выделившийся газ с газосепаратора проходит через ГРП и подается на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева, расположенных на устьях скважин, и на печи подогрева, которые расположены на ГУ. Частично разгазированная нефть по нефтепроводам транспортируется на ЦППН для подготовки добытой продукции до товарной кондиции.

Нефтяную эмульсию из буферных емкостей откачивают на печи подогрева, проходя через фильтры. На ГУ поступает нефть с месторождений Бурмаша и Восточный Жетыбай. Далее продукция подается на ГУ Асар-2, которая используется в качестве дожимной насосной станции.

На ГУ Асар-1 имеется свеча рассеивания нефтяного газа, которая используется при проведении ремонтных работ оборудования и аварийных ситуациях в технологическом процессе. Также при аварийных и ремонтных работах на ГУ предусмотрена дренажная емкость для слива жидкости из технологических трубопроводов.

Газожидкостная смесь поступает в буферные емкости ГУ Асар-2, проходя через фильтры. Для слива дренажа с технологического оборудования также предусмотрена дренажная емкость. От ГУ Асар-2 нефть транспортируется до ГУ-28 месторождения Жетыбай. По трассе установлен промысловая печь подогрева. Далее поток нефти транспортируется в цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) совместно с продукцией, поступающей на ГУ-28. Подготовленная нефть из товарных резервуаров ЦППН подается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

По вопросу утилизации сырого газа была разработана «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях ПУ «Жетыбаймунайгаз» на 2016-2018гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой МНГ РК 16.11.2015 г. (Протокол № 7.1). Газ используется в качестве топлива в печах подогрева или направляется на УСГ ПУ «ЖМГ» для дальнейшей передачи на КазГПЗ.



Предварительная оценка воздействия на окружающую среду

Атмосферный воздух

По рекомендуемому 3-му варианту разработки на месторождении потребуются провести работы по монтажу и строительству: выкидные и сточные трубопроводы; 143 устьевых подогревателей; на 11 дополнительных ЗУ со стандартным оборудованием и монтажом на них АГЗУ типа Спутник 11 дренажных емкостей; на 1 дополнительной ГУ 2 емкости; 2 газосепаратора; 2 печи подогрева; 2 насоса; 1 спутник АГЗУ; 1 дренажная емкость, при расширении ГУ-2 1 емкость; 1 печь подогрева; 2 насоса.

Основными неорганизованными источниками загрязнения атмосферного воздуха в процессе СМР являются: экскаватор, рытье траншей, бульдозер, планировка площадки, ямобур, сварочный пост.

Организованные источники выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании скважины: дизель-генераторы, котельная.

Неорганизованные источники выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании скважины: ЗРА и ФС, блок приготовления бурового раствора, емкости бурового раствора, дегазатор, шламовые емкости, емкости топлива, масла, установка подачи топлива, сварочный пост, газорезка, автостоянка, узел приготовления цементного раствора.

Предварительные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 3 варианту составляют:

- в 2018 г в период проведения строительно-монтажных работ 5,8770 т/г, бурения и испытания 10 скважин 90,1448 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 2,6405 т/г;
- в 2019 г в период проведения СМР 12,34172 т/г, бурения и испытания 21 скв 189,30403 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 461,5511 т/г;
- в 2020 г в период проведения СМР 11,7540 т/г, бурения и испытания 20 скв 180,2896 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 381,0491 т/г;
- в 2021 г в период проведения СМР 11,7540 т/г, бурения и испытания 20 скв 180,2896 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 17,6563 т/г;
- в 2022 г в период проведения СМР 9,9909 т/г, бурения и испытания 17 скв 153,2461 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 17,6563 т/г;
- в 2023 г в период проведения СМР 5,8770 т/г, бурения и испытания 10 скв 90,1448 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 12,2970 т/г;
- в 2024 г в период проведения СМР 13,5171 т/г, бурения и испытания 23 скв 207,3330 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 16,0358 т/г;
- в 2025 г в период проведения СМР 11,1663 т/г, бурения и испытания 19 скв 171,2751 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 14,7580 т/г;
- в 2026 г в период проведения СМР 10,5786 т/г, бурения и испытания 18 скв 162,2606 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 13,5590 т/г;
- в 2027 г в период проведения СМР 8,2278 т/г, бурения и испытания 14 скв 126,2027 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 11,0745 т/г;

Буд крајат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды крајат және электронды сақиды қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қиыс бетіне қойылған. Электронды крајат www.elicense.kz порталында қаралған. Электронды крајат тәуелсіздіксіз www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Данаы документ сәйкес пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



- в 2028 г в период проведения СМР 4,7016 т/г, бурения и испытания 8 скв 72,1158 т/г, при эксплуатации вновь вводимого оборудования 6,1447 т/г.

Количество источников выбросов, образующихся при ликвидации 1 скважины составляет 10 ед., из них 3 источника организованные, 7 – неорганизованные источники выбросов.

По 3-му варианту предварительные объемы загрязняющих веществ в атмосферу при ликвидации 1 скважины в 2018 г составят 0,1950 т/год (2,7461 г/с), 7 скважин в 2019 г - 1,3652 т/год (2,7461 г/с), 2 скважин в 2027 и в 2029 годах 0,3900 т/год (2,7461 г/с), 4 скважин в 2028 годах 0,7800 т/год (2,7461 г/с).

Анализ проведенных предварительных расчетов загрязнения атмосферы от источников выбросов при строительстве и ликвидации скважин, а также эксплуатации вновь введенного оборудования на месторождении Асар показал, что выбросы не превышают 1 ПДК на границе санитарно-защитной зоны

К комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу относятся герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение техрегламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи, выбор режима их работы, автоматизация техпроцесса, предупреждение аварийных ситуаций, проведение работ по ремонту оборудования при благоприятных метеорологических условиях, пылеподавление, хранение сыпучих материалов в закрытых помещениях, своевременное проведение ППР, профилактика техоборудования, автотранспорта.

Производственный экологический мониторинг воздушного бассейна на месторождении осуществляется согласно «Программе производственного экологического контроля».

Предприятие имеет разработанный и утвержденный «План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций».

Размер санитарно-защитной зона

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» от 20.03.2015 г. №237 размер санитарно-защитной зоны для месторождения Асар составляет 1000 м.

Водные ресурсы

На месторождении действуют системы:

- хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- производственного водоснабжения.

Снабжение питьевой водой осуществляется также за счет привозной бутилированной воды.

Ориентировочный расход питьевой воды на хозяйственно-бытовые нужды при бурении 1 скважины составляет 126,357 м³/цикл.



Водопотребление волжской технической воды при строительстве скважин при 3-м варианте составляет (м³/цикл): в 2018 г., 2023 г. (10 скв) - 5294,71; в 2019 г. (21 скв) - 11118,891; в 2020 г., 2021 г. (20 скв) - 10589,42; в 2022 г. (17 скв) - 9001,007; в 2025 г. (19 скв) - 529,471; в 2026 г. (18 скв) - 9530,478; в 2024 г. (23 скв) - 12177,83; в 2027 г. (14 скв) - 7412,594; в 2028 г. (8 скв) - 4235,768.

Наибольшее ориентировочное водопотребление технической воды при строительстве 21 скважин объемом 11118,891 м³/цикл и питьевой воды объемом 2653,497 м³/цикл происходит в 3м варианте разработки месторождения в 2019 году.

Предварительное водопотребление при ликвидации 81 скважин в 3-м варианте технической воды 8291,444 м³/цикл, хоз-питьевой воды - 2547,450 м³/цикл, водоотведение - 4393,643 м³/цикл, 114 скважин на 2018-2036 гг. в 2 варианте технической воды 11669,439 м³/цикл, хоз-питьевой воды - 3585,300 м³/цикл, водоотведение - 6183,645 м³/цикл.

Производственное техническое водоснабжение будет осуществляться путем завоза технической воды (волжская вода) с ближайшего НГДУ. Для хозяйственных нужд будет завозиться бутилированная питьевая вода.

Ориентировочное водопотребление технической водой на заправку печей подогрева УН-0,2 на 2018-2036 гг при 1,3 вариантах 257,4 (143 ед.) м³/год.

Водоотведение. Образуются следующие виды загрязненных сточных вод: хозяйственно-бытовые сточные воды, производственные, атмосферные (ливневые, талые) воды, технологические проливы и стоки.

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные стальные ёмкости, вместимостью 8 м³ заводского изготовления, из которых стоки вывозятся на КОС Асар по договору. Водоотведение производственных сточных вод будет осуществляться в металлические емкости. Проектом предлагается вывозить производственные стоки спец. автотранспортом на очистные сооружения компаний на основании договора. Водоотведение волжской воды, используемой на производственно-технические нужды является безвозвратным. В связи с тем, что согласно климатических характеристик полуостров Мангышлак характеризуется аридностью – повышенной температурой воздуха, меньшим годовым количеством атмосферных осадков, ливневые стоки образуются в незначительном объеме.

С целью исключения загрязнения поверхностных и подземных вод должны быть предусмотрены следующие природоохранные мероприятия: проведение бурения, опробования, эксплуатация скважин с без нарушения герметичности эксплуатационных колонн, предотвращение утечек и разлив химреагентов, нефтепродуктов.

Отходы



К отходам основной деятельности на месторождении Асар по добыче и подготовке углеводородов относятся: тара упаковочная из-под химреагентов (металлические бочки); нефтешлам от очистки резервуаров для хранения нефти, трубопроводов и их узлов; продувочная жидкость; водомасляная эмульсия.

К отходам вспомогательной производственной деятельности на предприятии относятся: отработанные люминесцентные лампы; отработанные аккумуляторные батареи; отходы стеклопластиковых труб; промасленная ветошь; металлическая тара из-под ЛКМ; металлические бочки из-под масла; отработанное масло; отработанные масляные фильтры; отработанные фильтры лаборатории ЦНИПР; загрязненная спецодежда; отработанный тосол; отработанный литол; зола; отходы теплоизоляции; отходы паронита; строительные отходы; отработанные автошины; резиновый облой; металлолом; металлическая стружка; огарки сварочных электродов; осадок с тонкослойного отстойника; иловый осадок.

Ориентировочное количество отходов, образующееся при 3м варианте разработки месторождения составляет при бурении 1 скв. – 489,339 т/год; в 2018 г. (10 скв.) – 4893,39 т/год; в 2019 г. (21 скв.) – 10276 т/год; в 2020-2021 гг. (20 скв.) – 9786,78 т/год; в 2022 г. (17 скв.) – 8318,76 т/год; в 2024 г. (23 скв.) – 11255 т/год; в 2025 г. (19 скв.) – 9297,44 т/год; в 2026 г. (18 скв.) – 8808,102 т/год; в 2027 г. (14 скв.) – 6850,7 т/год; в 2028 г. (8 скв.) – 3914,7 т/год.

Ориентировочное количество отходов, образующееся при 3м варианте разработки месторождения при проведении изоляционно-ликвидационных работ составляет: в 2018 г. (1 скв.) – 5,388 т/год; в 2019 г. (7 скв.) – 37,71 т/год; в 2020 г., 2027 г. (2 скв.) – 10,776 т/год; в 2030 г., 2028 г. (4 скв.) – 21,552 т/год.

Ориентировочные объемы размещения отходов производства и потребления при эксплуатации вновь вводимого оборудования при 3 варианте составляют 200,0 т/год.

Проектом предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации. Также планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер - планировка поверхности техплощадок при монтаже, демонтаже; гидроизоляция, обваловка участков под технологическое оборудование; очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом; установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов бурения, повторное их использование; замкнутая циркуляционная система по очистке бурового раствора; проведение работ по технической рекультивации по мере завершения бурения.

Этот документ сформирован в соответствии с требованиями к электронным документам, утвержденными в Республике Казахстан. Электронный документ оформлен на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можно на портале www.elicense.kz.



Предприятием разработана программа управления отходами. Проектом предусмотрен раздельный сбор различных видов производственных отходов. Отходы собираются в отдельные емкости с последующим вывозом по договору. Образующиеся отходы бурения сразу загружаются в спецавтотранспорт и вывозятся сторонней организацией по договору.

Земельные ресурсы

Месторождение расположено на плато Мангышлак. Рельеф большей части участка равнинный, слабоволнистый, осложненный рядом бессточных впадин.

Почвы центральной части участка характеризуются высокой степенью засоления, обусловленной неглубоким залеганием гипсовых горизонтов. В структуре почвенного покрова здесь преобладают серо-бурые солонцевато-солончаковые почвы. По склонам увалов залегают серо-бурые эродированные и малоразвитые почвы. Плоскодонные понижения заняты takyрами солончаковыми.

Проектом предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Недра

Мероприятия по охране недр в процессе строительства и ликвидации скважин на месторождении 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 промысловой 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.

Радиационно-дозиметрическое обследование месторождений ПУ «Жетыбаймунайгаз» выполняется испытательной лабораторией по договору. Последние замеры радиационного фона на территории месторождения проводились во 2 квартале 2018 года. На обследуемом месторождении Асар не выявлено альфа и бета загрязнения, активность радионуклидов однородна и в пределах требования нормативов радиационной безопасности

Растительный и животный мир

Зональной природе большей части полуострова Мангышлак соответствует растительность слабо волнистой пластовой равнины

и журнал КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сақанды қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қызыл бетімен тек, Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасымен www.elicense.kz порталында тексері аласыз. Иной документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



Орнитофауна Восточного Прикаспия насчитывает 278 видов птиц. Однако большая их часть представлена видами, встречающимися здесь на пролете (164 вида). К числу гнездящихся относятся 88 видов, к зимующим и оседлым – 26 видов. Наиболее широко представлена в регионе группа птиц водно-болотного комплекса, насчитывающая более 120 видов.

Государственная экологическая экспертиза согласовывает «Проект разработки месторождения Асар» с материалами ПредОВОС.

А. Алимбаев

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК

ҚАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ,
ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город -
2. Адрес - **Мангистауский район**
3. Организация, запрашивающая фон - **филиал ТОО \"КМГ Инжиниринг\"**
4. **КазНИПИМунайгаз**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **месторождение Асар**
6. Разрабатываемый проект - **Проект разработки мр. Асар**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород, Углеводороды,**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Мангистауский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ

Объект: 0003, ПР мр. Асар

Расчетный год: 2025 Режим: 1-Основной

Расчетная зона: граница санзоны, (200)

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Код	Наименование	Критические органы	Стах, мг/м ³	ARFC {ПДК _{мр} }, мг/м ³	HQ, max значение
1	0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	органы дыхания, глаза	0,0003869	0,005	0,077
2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	не задан	0,0505673	{1.00}	0,051
3	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	органы дыхания, глаза	0,0018385	0,048	0,038
4	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	не задан	0,0046667	{0.15}	0,031
5	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	органы дыхания	0,0194899	0,66	0,03
6	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	органы дыхания	0,0195279	0,72	0,027
7	3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	не задан	0,0034463	{0.50}	0,007
8	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	сердечно-сосудистая система, развитие	0,0994411	23	0,004
9	0126	Калий хлорид (301)	не задан	0,0008612	{0.30}	0,003
10	1580	2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	не задан	0,0001917	{0.10}	0,002
11	0152	Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	не задан	0,0008612	{0.50}	0,002
12	0602	Бензол (64)	иммунная система, развитие, репродуктивная система	0,0002378	0,15	0,002
13	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	не задан	0,000012	{0.01}	0,001
14	0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	не задан	0,0000856	{0.15}	0,001
15	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	органы дыхания	0,0000424	0,1	0
16	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	органы дыхания	0,0000114	0,25	4,55E-05
17	0621	Метилбензол (349)	ЦНС, глаза, органы дыхания	0,0001434	3,8	3,77E-05



18	0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	не задан	0,0000051	{0.20}	2,57E-05
19	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	ЦНС, органы дыхания, глаза	0,0000776	4,3	1,80E-05

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Критические органы	Воздействующие вещества	HI, max значение
1	органы дыхания	0150,1325,0330,0304,0333,0342,0621,0616	0,168
2	глаза	0150,1325,0621,0616	0,113
3	развитие	0337,0602	0,006
4	сердечно-сосудистая система	0337	0,004
5	иммунная система	0602	0,002
6	репродуктивная система	0602	0,002
7	ЦНС	0621,0616	5,58E-05

Если рассчитанный коэффициент опасности (HI) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, незначительна и такое воздействие характеризуется как допустимое. Если HI больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HI.



**ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ
ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.**

Объект: 0003, Проект разработки месторождения Асар

Базовый расчетный год: 2025 Расчетный год: 2025 Режим: 01-Основной

Расчетная зона: граница санзоны

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В, полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (расчетная модель: МРК-2014 краткосрочная)

Список литературы

1. Экологический Кодекс РК (ст. 24, 41, 82 и др.)
2. "Методика оценки рисков негативного воздействия окружающей среды на состояние здоровья населения ", Приложение к приказу Министра здравоохранения РК от 14.05.2020 №304
3. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. Алматы, 2004. 42 с.
4. "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий", Приложение 12 "Методических документов в области охраны окружающей среды", утвержденные приказом МОСВР от 12.06.2014 г. № 221-Г (методика дублирует РНД 211.2.01.01-97, ОНД-86)
5. Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли, утверждена Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265
6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства РК 20 марта 2015 года № 237)
7. С.Л. Авалиани, М.М. Андрианова, Е.В. Печенников, О.В. Пономарева Окружающая среда. Оценка риска для здоровья (мировой опыт)/International Institute for Health Risk Assessment, Консультативный Центр по Оценке Риска - Изд-е 2-е. - М., 1997. - 159 с.
8. Киселев А.В., Фридман К.Б. Оценка риска здоровью. Подходы к использованию в медико-экологических исследованиях и практике управления качеством окружающей среды. Методическое издание. С-П., 1997.-104 с.
9. Новиков С.М., Авалиани С.Л., Андрианова М.М., Пономарева О.В. Окружающая среда. Оценка риска для здоровья. Основные элементы методологии (Пособие для семинаров)/Консультативный центр по оценке риска. Гарвардский институт международного развития. Институт устойчивых сообществ. - М., 1998 г. - 119с.
10. Большаков А.М., Крутько В.Н., Пуцилло Е.В. Оценка и управление рисками влияния окружающей среды на здоровье населения. - М.1999 г. - 254 с.
11. Окружающая среда и здоровье населения ч.3. «Результаты эпидемиологических исследований по количественному определению воздействия факторов окружающей среды на здоровье населения».
12. Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду/Под редакцией Рахманина Ю.А., Онищенко Г.Г. - М.:НИИЭС и ГОС. - 2002. - 408с.
13. Новиков С.М. Химическое загрязнение окружающей среды: основы оценки риска для здоровья населения. М. 2002. - 24 с.
14. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду Р 2.1.10.1920-04.
15. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. - Алматы, 2004. - 42 с.
16. Приказ Председателя Комитета ГСЭН N117 от 28 декабря 2007 г.
17. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих ОС Р 2.1.10.1920-04. Органы-мишени - по данным МАИР.
18. Перечень актуализированных показателей, наиболее часто использующихся для оценки риска при хроническом ингаляционном воздействии. №08ФЦ/2363 от 08.06.2012

1. Расчетная зона: граница санзоны, № 01 (Санитарно-защитные зоны, группа N 01)

1.1. Идентификация опасности

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

(ранжирование по вкладу выброса)

Таблица 1.1.1.

№ ра нга	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Используемые критерии , мг/ м ³				Класс опасност и	Суммар -ный выб- рос, т/год	Доля вы- броса, %
			ПДКм. р.	ПДКс.с .	ПДКс.г .	ОБУВ			
1	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	5	3	-	0	4	11,4799	53



ПРИЛОЖЕНИЕ

2	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1	0	-	0	4	4,14405	19
3	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	2,50428	12
4	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	2,3683	11
5	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	0,5917	3
6	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	0,1499	1
7	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,5	0,15	-	0	3	0,0769	0
8	[0602] Бензол (64)	71-43-2	0,3	0,1	-	0	2	0,07326	0
9	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	0,6	0	-	0	3	0,04684	0
10	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	0,2	0	-	0	3	0,02332	0
11	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,008	0	-	0	2	0,01356	0
12	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0	0	-	0,01	-	0,0004	0
13	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	0,3	0,1	-	0	4	0,0004	0
14	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,01	0,001	-	0	2	0,00011	0
15	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,2	0,03	-	0	2	0,0001	0
16	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,02	0,005	-	0	2	0,0001	0
17	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,15	0,05	-	0	3	0,0001	0
18	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	0,5	0,15	-	0	3	0,00004	0
19	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	0,1	0	-	0	3	0,00001	0
	Всего :							21,4732 7	100

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 1.1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	6	0,23703	1
2	3	9	5,61149	26
3	4	3	15,62435	73
4	ОБУВ	1	0,0004	0



ПРИЛОЖЕНИЕ

	Всего :	19	21,47327	100

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	C _{max} (макс раз), мг/м ³	ARFC, мг/м ³	ПДКм. р, мг/м ³	Критические органы воздействия	Источники данных
1	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,000012	-	0,01		[16]
2	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,000042	0,1	0,008	органы дыхания	[15,16]
3	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,001839	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]
4	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&)	7784-18-1	0,000005	-	0,2		[17]
5	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,000387	0,005	0	органы дыхания, глаза	[17]
6	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,003446	-	0,5		
7	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	0,000192	-	0,1		
8	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	0,000078	4,3	0,2	ЦНС, органы дыхания, глаза	[17]
9	[0602] Бензол (64)	71-43-2	0,000238	0,15	0,3	иммунная система, развитие, репродуктивная система	[16]
10	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,000011	0,25	0,02	органы дыхания	[15]
11	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,01949	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
12	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,004667	-	0,15		[16]
13	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,019528	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
14	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,000086	-	0,15		
15	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	0,000861	-	0,5		
16	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	0,000861	-	0,3		
17	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,050567	-	1		



ПРИЛОЖЕНИЕ

18	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	0,099441	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]
19	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	0,000143	3,8	0,6	ЦНС, глаза, органы дыхания	[17,18]

Примечание: ARfC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка
1	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	расчет по ПДК _{мр}	
2	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	расчет по ARfC	
3	[0602] Бензол (64)	71-43-2	расчет по ARfC	
4	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	расчет по ПДК _{мр}	
5	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	расчет по ARfC	
6	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&)	7784-18-1	расчет по ПДК _{мр}	
7	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	расчет по ARfC	
8	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	расчет по ПДК _{мр}	
9	[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	расчет по ПДК _{мр}	
10	[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	расчет по ARfC	
11	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	расчет по ARfC	
12	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	расчет по ARfC	
13	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	расчет по ARfC	
14	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	расчет по ПДК _{мр}	
15	[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	расчет по ПДК _{мр}	
16	[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	расчет по ПДК _{мр}	
17	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		расчет по ПДК _{мр}	
18	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	расчет по ARfC	
19	[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	расчет по ARfC	



ПРИЛОЖЕНИЕ

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острого воздействия

Таблица 1.1.5.

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с, мг/м³	ПДКс.г, мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга	ARFC, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,0	-	-	-	0,01	1000	0,1	27,76	2	0,005	1000	0,1	74,96	1
[0602] Бензол (64)	71-43-2	0,073	0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,28	9	0,15	100	0,01	7,50	2
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,014	0,008	-	-	-	1000	0,1	27,76	3	0,1	100	0,01	7,50	3
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,15	0,05	0,01	-	-	100	0,01	2,78	7	0,048	100	0,01	7,50	4
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	2,504	0,4	0,06	-	-	10	0,001	0,28	13	0,72	10	0,001	0,75	5
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,0	0,02	0,005	-	-	100	0,01	2,78	4	0,25	10	0,001	0,75	6
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	2,368	0,5	0,05	-	-	10	0,001	0,28	12	0,66	10	0,001	0,75	7
[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	11,48	5,0	3,0	-	-	1	0,0002	0,06	19	23,0	1	0,0002	0,15	8
[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1330-20-7	0,023	0,2	-	-	-	10	0,001	0,28	10	4,3	1	0,0001	0,07	9
[0621] Метилбензол (349)	108-88-3	0,047	0,6	-	-	-	10	0,001	0,28	18	3,8	1	0,0001	0,07	10
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,077	0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,28	11	-	-	-	-	-
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)	77-92-9	0,0	0,1	-	-	-	100	0,01	2,78	6	-	-	-	-	-



ПРИЛОЖЕНИЕ

[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,592	0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,78	5	-	-	-	-
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,0	0,2	0,03	-	-	10	0,001	0,28	14	-	-	-	-
[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)	7647-14-5	0,0	0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,28	15	-	-	-	-
[0126] Калий хлорид (301)	7447-40-7	0,0	0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,28	16	-	-	-	-
[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		4,144	1,0	-	-	-	10	0,001	0,28	17	-	-	-	-
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,0	0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,78	8	-	-	-	-
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,0	0,01	0,001	-	-	1000	0,1	27,76	1	-	-	-	-
Всего :								0,3602	100,00				0,133 4	100,0 0

1.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (НQ) осуществляется по формуле :

$$HQ_i = AC_i / ARFC_i, \text{ где} \quad (1.2.1)$$

HQ - коэффициент опасности;

AC_i - максимальная концентрация i -го вещества, мг/м³;

$ARFC_i$ - референтная (безопасная) концентрация для острых ингаляционных воздействий для i -го вещества, мг/м³.

Индекс опасности для условий одновременного поступления нескольких веществ

ингаляционным путем рассчитывается по формуле :



$$HI_j = \sum HQ_{ij}, \text{ где} \quad (1.2.2)$$

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для i -х воздействующих веществ на j -ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).

Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 1.2.1.

Наименование загрязняющего вещества	Координаты		АС, мг/м ³	НQ(НI)
	X	Y		
1. [0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				
расчетная точка 1:	15028	12417	0,00038 7	0,077
2. [2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,05056 7	0,051
3. [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,00183 9	0,038
4. [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,00466 7	0,031
5. [0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,01949	0,03
6. [0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,01952 8	0,027
7. [3119] Кальций карбонат (Мел) (306)				
расчетная точка 1:	15222	12408	0,00344 6	0,007
8. [0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
расчетная точка 1:	15068	6766	0,09944 1	0,004
9. [0126] Калий хлорид (301)				



ПРИЛОЖЕНИЕ

расчетная точка 1:	15222	12408	0,00086 1	0,003
10. [1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158)				
расчетная точка 1:	15028	12417	0,00019 2	0,002
11. [0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415)				
расчетная точка 1:	15222	12408	0,00086 1	0,002
12. [0602] Бензол (64)				
расчетная точка 1:	15632	6737	0,00023 8	0,002
13. [0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)				
расчетная точка 1:	16381	12154	0,00001 2	0,001
14. [0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)				
расчетная точка 1:	15222	12408	0,00008 6	0,001
15. [0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
расчетная точка 1:	15632	6737	0,00004 2	0,0
16. [0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)				
расчетная точка 1:	16022	12248	0,00001 1	0,0
17. [0621] Метилбензол (349)				
расчетная точка 1:	15632	6737	0,00014 3	0,0
18. [0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&				
расчетная точка 1:	16022	12248	0,00000 5	0,0
19. [0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
расчетная точка 1:	15632	6737	0,00007 8	0,0
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	15663	12342		
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) {ARFC=0.005 мг/м³}			0,00038 3	0,077



ПРИЛОЖЕНИЕ

[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) {РДКмр=1.0 мг/м ³ }	0,04719 2	0,047
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609) {ARFC=0.048 мг/м ³ }	0,00175	0,036
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) {РДКмр=0.15 мг/м ³ }	0,00406 7	0,027
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) {ARFC=0.66 мг/м ³ }	0,01885 9	0,029
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) {ARFC=0.72 мг/м ³ }	0,01864 5	0,026
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306) {РДКмр=0.5 мг/м ³ }	0,00340 2	0,007
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) {ARFC=23.0 мг/м ³ }	0,09555 9	0,004
[0126] Калий хлорид (301) {РДКмр=0.3 мг/м ³ }	0,00085	0,003
[1580] 2-Гидроксипропан-1,2,3-трикарбоновая кислота (Лимонная кислота) (158) {РДКмр=0.1 мг/м ³ }	0,00019	0,002
[0152] Натрий хлорид (Поваренная соль) (415) {РДКмр=0.5 мг/м ³ }	0,00085	0,002
[0602] Бензол (64) {ARFC=0.15 мг/м ³ }	0,00020 2	0,001
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) {РДКмр=0.01 мг/м ³ }	0,00001 1	0,001
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408) {РДКмр=0.15 мг/м ³ }	0,00008 5	0,001
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518) {ARFC=0.1 мг/м ³ }	0,00003 6	0,0
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) {ARFC=0.25 мг/м ³ }	0,00001 1	0,0
[0621] Метилбензол (349) {ARFC=3.8 мг/м ³ }	0,00012 3	0,0
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п& {РДКмр=0.2 мг/м ³ }	0,00000 5	0,0
[0616] Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) {ARFC=4.3 мг/м ³ }	0,00006 6	0,0
органы дыхания		0,168
сердечно-сосудистая система		0,004
развитие		0,006
репродуктивная система		0,001
иммунная система		0,001



ПРИЛОЖЕНИЕ

ЦНС	0,0
глаза	0,113

Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы (системы)

Таблица 1.2.2.

Критические органы (системы)	Координаты		HI
	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	15663	12342	0,168
2. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	15068	6766	0,004
3. развитие			
расчетная точка 1:	15256	6757	0,006
4. репродуктивная система			
расчетная точка 1:	15632	6737	0,002
5. иммунная система			
расчетная точка 1:	15632	6737	0,002
6. ЦНС			
расчетная точка 1:	15632	6737	0,0
7. глаза			
расчетная точка 1:	15222	12408	0,113

Если рассчитанный коэффициент опасности (НQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое. Если НQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально НQ. Суммарный индекс опасности (HI), характеризующий допустимое поступление, также не должен превышать единицу.



ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ПИСЬМО О ПОДТВЕРЖДЕНИИ УСТАНОВЛЕННОГО РАЗМЕРА СЗЗ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР

КАЗАХСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
ДЕНСАУЛЫҚ САҚТАУ МИНИСТРЛІГІ
МЕМЛЕКЕТТІК САНИТАРЛЫҚ-
ЭПИДЕМИОЛОГИЯЛЫҚ
КАДАҒАЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
МАНГЫСТАУ ОБЛЫСЫ
БӨЙІНША ДЕПАРТАМЕНТІ



МИНИСТЕРСТВО ЗДРАВООХРАНЕНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ КОМИТЕТА
ГОСУДАРСТВЕННОГО
САНИТАРНО-
ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОГО
НАДЗОРА ПО МАНГИСТАУСКОЙ
ОБЛАСТИ

130000 Ақтау қаласы, 3 «б» шағын аудан, 46 үй
тел: +7(7292) 50-19-09

130000, г.Ақтау, 3 «б» микрорайон, 46 дәм
тел: +7(7292) 50-19-09

2-08/2 № 4041
07.11.2013.

Генеральному директору АО «КазНИПИмұнайгаз»
г-же Абитовой А. Ж.

Департамент Комитета КГСЭН МЗ РК по Мангистауской области на Ваш запрос исх. №2364 от 06.11.2013г., вход.№ 3020 от 06.11.2013г. информирует.

Санитарно-защитная зона производственных объектов устанавливается Департаментом КГСЭН на основании Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденных Постановлением Правительства РК № 93 от 14.03.2012 года.

Подтверждаем, что указанные в таблице месторождения имеют установленную санитарно-защитную зону, размер которой составляет 1000 метров.

Жетыбай	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Каламқас	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Южный Жетыбай	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Восточный Жетыбай	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Асар	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Ақсын-Каламқас	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Бурмаша	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Бектурлы	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Северный Ақсар	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Северное Қарағие	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Ашиағар	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Алатобе	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Айрантақыр	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Атамбай-Сартобе	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Придорожное	АО «Мангистаумұнайгаз»	1000 м
Толқын	АО «КазМұнайТениз»	1000 м
Узень	АО «Озенмұнайгаз»	1000 м
Карамандыбас	АО «Озенмұнайгаз»	1000 м

И.о. Руководителя Департамента КГСЭН МЗ РК
по Мангистауской обл.

Абугалиев Н.Н.

Исп. Мороз Г. А.
тел. 507744



ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ПИСЬМА ОТ ГОСОРГАНОВ О СОГЛАСОВАНИИ ПРОЕКТА

№ 05-11-534 от 17.07.2024

**«МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНЫҢ
МӘДЕНИЕТ, ТІЛДЕРДІ
ДАМУ ТҰЖАНЫ ЖӘНЕ АРХИВ ІСІ
БАСҚАРМАСЫ»
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ**



**ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ
«УПРАВЛЕНИЕ КУЛЬТУРЫ,
РАЗВИТИЯ ЯЗЫКОВ И
АРХИВНОГО ДЕЛА
МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ»**

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000, Ақтау қаласы, 10А микрорайон,
телефон: 8/7292/ 33-19-79, факс: 8/7292/ 33-19-79
E-mail: kultura@mangystau.gov.kz

Республика Казахстан, Мангистауская область,
130000, Город Актау, 10А микрорайон,
телефон: 8/7292/ 33-19-79, факс: 8/7292/ 33-19-79
E-mail: kultura@mangystau.gov.kz

№ _____

**«КМГ Инжиринг» ЖШС
«ҚазмұнайгазГЗЖИ» филиалы**

Сіздің 04.07.2024 жылғы
№ 21-06/883 хатыңызға қатысты

Маңғыстау облысының мәдениет, тілдерді дамыту және архив ісі басқармасы «Асар кен орнын игеру» жобасы бойынша құрылыс учаскесінде SAS бағдарламасы және планета веб картографиясы мен навигациясына сәйкес тарихи-мәдени мұра объектілерінің жоқ екендігін хабарлайды.

Қазақстан Республикасының «Тарихи-мәдени мұра объектілерін қорғау және пайдалану туралы» Заңының 30-бабына сәйкес, аумақтарды игеру кезінде тарихи, ғылыми, көркемдік және өзге де мәдени құндылығы бар объектілер табылған жағдайда, жеке және заңды тұлғалар жұмыстарды одан әрі жүргізуді тоқтата тұруға және үш жұмыс күні ішінде бұл туралы уәкілетті органға және облыстардың, республикалық маңызы бар қалалардың, астананың жергілікті атқарушы органдарына хабарласу қажет екендігін қаперіңізге береміз.

**Басқарма басшысының
міндетін атқарушы**

Г. Төлеуғалиева

Орынд.: С. Кошжанов

Дата: 18.07.2024 12:15. Копия зарегистрированного документа. Версия СЭД: Документ/обл. 7.22.1. Подлинный документ. ЭП



Тип документа	Исходящий документ
Номер и дата документа	№ 05-11-534 от 17.07.2024 г.
Организация/отправитель	ГУ «УПРАВЛЕНИЕ КУЛЬТУРЫ, РАЗВИТИЯ ЯЗЫКОВ И АРХИВНОГО ДЕЛА МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ»
Получатель (-и)	Филиал Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг" КазНИПИМУнайгаз
Электронные цифровые подписи документа	 государственное учреждение "Управление культуры; архивов и документации Мангистауской области" Подписано: ТОЛЕУГАЛИЕВА ГУЛЗАЙДА MISGQYJ...F0ui03yI= Время подписи: 17.07.2024 11:18
	 государственное учреждение "Управление культуры; архивов и документации Мангистауской области" ЭЦП канцелярии: КУЛТАСОВА ГУЛНУР MISMfwYJ...Ym4Fcdw== Время подписи: 17.07.2024 11:23

[[QRCODE]]

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи», удостоверенный посредством электронной цифровой подписи лица, имеющего полномочия на его подписание, равнозначен подписанному документу на бумажном носителе.

Дата: 18.07.2024 12:15. Книга электронного документа. Версия СЭД: Документация 7.22.1. Полномочиями: результат проверки ЭЦП

№ 03-10/504 от 30.07.2024

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСАР МІНИСТРЛІГІ
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАҢУАРЛАР ДҮНИЕСІ КОМПЕТІТІНІҢ

МАНҒЫСТАУ ОБЛЫСТЫҚ
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАҢУАРЛАР ДҮНИЕСІ
АУМАҚТЫҚ ИНСПЕКЦИЯСЫ»
РЕСПУБЛИКАТЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТНАЯ
ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И
ЖИВОТНОГО МИРА

КОМПЕТЕТА ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ЖИВОТНОГО МИРА
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, 130000
Ақтау қаласы, 29 «А» шағын ауданы,
Бизнес орталығы «Ақерке» №43 пиксират
телефон: 8 (7292) 33-32-90, 33-41-05, факс: 33-10-37
E-mail: manzistau.leshoz@mail.ru

Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000
город Актау, 29 «А» микрорайон,
Бизнес центр «Ақерке» здание №43
телефон: 8 (7292) 33-32-90, 33-41-05, факс: 33-10-37
E-mail: manzistau.leshoz@mail.ru

№

**«Манғыстаумұнайгаз» АҚ
бас директорының геология
және игеру жөніндегі
орынбасары Н.М Құсайыновқа**

23.07.2024 жылғы

№ 14-02/3191 шығыс хаттыңа

Маңғыстау облыстық орман шаруашылығы және жануарлар дүниесі аумақтық инспекциясы «Манғыстаумұнайгаз» АҚ-ның «Асар» кен орнын игеру жобасына қоршаған ортаға ықтимал әсерлері туралы есепті қарастырып, хабарлайды.

«Мангистаумұнайгаз» АҚ-ның белгілеп отырған қызметі туралы өтінішінде белгіленген жұмыстар аумағы мемлекеттік орман қоры және ерекше қорғалатын табиғи аумақтарда орналаспаған.

Алайда «Мангистаумұнайгаз» АҚ-ның белгіленіп отырылған қызметтері аумағында табиғи еркіндік жағдайында жануарлар дүниесі объектілерімен кездесуі, оның ішінде сирек кездесетін және құрып кету қаупі төнген жануарлармен кездесуі мүмкін екендігін қаперге береді.

Сонымен қатар, қоршаған ортаға ықтимал әсерлері туралы есептің 10.5 тармағы «Жануарлар әлеміне тигізетін әсердің сипаттамасы және оны азайту үшін жасалатын шаралар»-мен келіседі.

Қазақстан Республикасының 2021 жылғы 2 қаңтардағы № 400-VI ҚРЗ Экологиялық кодексінің 245, 257 баптары, Қазақстан Республикасының 2004 жылғы 9 шілдедегі «Жануарлар дүниесін қорғау, өсімін молайту және пайдалану туралы» № 593 Заңның 17 бабының талаптарын сақтай отырып жүргізілуі қажеттігін ескертеді.

Инспекция басшысының м.а

М.Сансызбаев

Сейдіжанова А.И
Тел: 8/7292/332705

Дата: 30.07.2024 17:16. Копия зарегистрирована в документах Вакансии Службы Документации 7.22.1. Подготовлено на основании протокола № 1/2024





Тип документа	Исходный документ
Номер и дата документа	№ 61-10/504 от 30.07.2024 г.
Организация/отделение	МАНГЫСТАУСКАЯ ОБЛАСТНАЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА КОМПЛЕТА ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Подписатель (-и)	ДРУГИЕ
Электронные цифровые подписи документа	✓ «Министерство Республики Казахстан» или иным регистратор министром Орунға қаулапталған және жеткізілген құжатты қолжеткізген Маңғыстау облыстық орын басарының және жеткізілген құжатты орындаған республикалық компанияның директоры Подписано: САҢСЫБАЕВ МҰНАТБАЙ МПУ/мҰТ. ШПР/мҰТ Время подписи: 30.07.2024 17:11
	✓ Республиканское государственное учреждение «Мангыстауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Комплекса лесного хозяйства и животного мира Министерства Экологии и природных ресурсов Республики Казахстан» МПУ/мҰТ. ШПР/мҰТ. ШПР/мҰТ Время подписи: 30.07.2024 17:15

PDF CODE

Данный документ согласно пункту 5 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года КЗТБ-П «Об электронном документе и электронной цифровой подписи», удостоверяющий подлинность электронной цифровой подписи лица, вынесшего постановление на его рассмотрение, равнозначен подлинному документу на бумажном носителе.



Қазақстан Республикасының
Денсаулық сақтау министрлігі
"Қазақстан Республикасының
Денсаулық сақтау министрлігі
Санитариялық-эпидемиологиялық
бақылау комитеті Маңғыстау
облысының санитариялық-
эпидемиологиялық бақылау
департаменті" республикалық
мемлекеттік мекемесі



Министерство здравоохранения
Республики Казахстан
республиканское государственное
учреждение "Департамент санитарно-
эпидемиологического контроля
Мангистауской области Комитета
санитарно-эпидемиологического
контроля Министерства
здравоохранения Республики Казахстан"

Ақтау Қ.Ә., Ақтау қ., 3 Б Шағын ауданы,
№ 46 үй

Ақтау Г.А., г.Ақтау, Микрорайон 3 Б, дом
№ 46

Номер: KZ09VBZ00056150

Дата выдачи: 31.07.2024 г.

Акционерное общество "Мангистаумунайгаз"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская
область, Ақтау Г.А., г.Ақтау, Микрорайон 6, здание
№ 1

Мотивированный отказ

республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан", рассмотрев Ваше обращение от 30.07.2024 №KZ83RLS00153259, сообщает следующее:

Согласно пп.2 п.4 ст. 46 Кодекса «О здоровье народа и системе здравоохранения» Республики Казахстан №360-VI ЗРК от 7 июля 2020 года и приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 30 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-336/2020 «О некоторых вопросах оказания государственных услуг в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения» санитарно-эпидемиологическое заключение выдается на проектную документацию по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам, на сырье и продукцию.

В связи с чем, Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области сообщает, что проект разработки месторождения «Асар» и Отчет о возможных воздействиях к нему, не подлежит санитарно-эпидемиологической экспертизе.

В случае несогласия с ответом, Вы вправе обжаловать в соответствии с пп) 3 п.1 статьи 4 Закона Республики Казахстан от 15 апреля 2013 года «О государственных услугах» и ст. 91 и 92 Административного процедурно-процессуального Кодекса Республики Казахстан в вышестоящем органе (Комитет санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан (010000 г. Астана, проспект Мәңгілік Ел, 8, подъезд 2).

Руководитель

Куркинбаева Гульнар Утебаевна

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарағ бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

