ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КЕН-САРЫ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «Кен-Сары»
_____Ким Джин Джанг
«___» _____2025 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К «ДОПОЛНЕНИЮ №1 К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРЫСТАНОВСКОЕ»

по состоянию на 01.01.2025 г.

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» Б.К.Құрманов

г. Актау
2025 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы ООС Жубатова К.А.

Ведущий специалист службы ООС Альдешева Д.Р.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....11
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 14
1.1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛОГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 14
1.1.1. Общая информация о месторождении.....14
1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ 24
1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ 32
1.1.3.1. Поверхностные воды.....32
1.1.3.2. Подземные воды 34
1.1.3.2.1. Свойства и состав пластовых вод 39
1.1.4. Характеристика геологического строения 44
1.1.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика.....44
1.1.4.2. Тектоника 47
1.1.5. Характеристика почвенного покрова.....48
1.1.6. Характеристика растительного покрова.....54
1.1.7. Характеристика видового состава животных 57
1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия 68
1.2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 75
1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха 75
1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод 78
1.2.3. Современное состояние почвенного покрова 81
1.2.4. Радиационный контроль 83
1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности 86
1.3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....90
1.4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 90
1.5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 97
1.5.1. Технологические показатели вариантов разработки.....97
1.5.2. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин 103
1.5.2.1. Система сбора продукции скважин 103
1.5.2.2. Система подготовки и сдачи нефти 106
1.5.2.3. Система подготовки и сдачи газа.....109
1.5.2.4. Проектные решения по системе сбора и подготовки добываемой продукции 110
1.5.2.5. Технологические потери нефти 110
1.5.3. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа 111
1.6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСА 113
1.7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 115
1.8. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ

ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБОРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ 115
1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух 115
1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 115
1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ 123
1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ 130
1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов 134
1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны 134
1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух 134
1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха 136
1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы 137
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды 137
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика 139
1.8.2.3 Водный баланс объекта 140
1.8.2.3.1. Водопотребление объектов ТОО «КЕН-САРЫ» 140
1.8.2.3.2. Водоотведение объектов ТОО «КЕН-САРЫ» 150
1.8.2.3.3. Краткая характеристика существующих очистных сооружений 162
1.8.2.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента 169
1.8.2.5 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды 175
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные и поверхностные воды 179
1.8.3. Оценка воздействия на недра 182
1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество) 185
Запасы нефти и растворенного газа 185
1.8.3.1.1. Нефтеносность 198
1.8.3.1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды 232
1.8.3.1.2.1. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях 232
1.8.3.1.2.2. Состав растворенного газа 238
1.8.3.1.2.3. Свойства дегазированной нефти 241
1.8.3.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности 246
1.8.3.3 Обоснование выделения объектов разработки 261
1.8.3.4 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 264
1.8.3.5 Оценка воздействия на недра 270
1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы 272
1.8.4.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта 272
1.8.4.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта 281
1.8.4.3 Организация экологического мониторинга почв 285
1.8.5. Оценка воздействия на растительность 285
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние 285

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории 287
1.8.5.3 Обоснование объемов использования растительных ресурсов 289
1.8.5.4 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность.....289
1.8.5.5 Ожидаемые изменения в растительном покрове.....289
1.8.5.6 Предложения по мониторингу растительного покрова.....289
1.8.6. Оценка воздействия на животный мир.....290
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных 290
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных.....292
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира 294
1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду.....295
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий.....295
1.8.7.2 Тепловое излучение.....295
1.8.7.3 Электромагнитное излучение.....297
1.8.7.4 Шумы.....301
1.8.7.5 Вибрация 306
1.8.7.6 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения.....309
1.8.7.7 Радиационная безопасность 311
1.8.7.8 Рекомендации по организации и проведении радиационного контроля 312
1.9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 313
1.9.1. Виды и объемы образования отходов.....313
1.9.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....318
1.9.3. Рекомендации по управлению отходами.....325
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....329
2.1. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ 329
2.2. СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....332
2.3. СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ 333
2.4. ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ОБЪЕКТА В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ТРУДОВЫМИ РЕСУРСАМИ, УЧАСТИЕ МЕСТНОГО НАСЕЛЕНИЯ 333
2.5. ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОГО ОБЪЕКТА НА РЕГИОНАЛЬНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ.....333
2.6. ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЖИЗНИ МЕСТНОГО НАСЕЛЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ОБЪЕКТА (ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА И ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ) 334
2.7. САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕРРИТОРИИ И ПРОГНОЗ ЕГО ИЗМЕНЕНИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 335
2.8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ СОЦИАЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 335
3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ

НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 337
3.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ 340
3.1.1. Технологические показатели вариантов разработки 340
3.2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ 342
3.2.1. Показатели экономической оценки вариантов разработки 343
3.2.2. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат 347
3.2.2.1 Капитальные затраты 347
3.2.2.2 Эксплуатационные затраты 350
3.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта 354
3.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр 357
3.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА 357
4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 360
4.1. РАЗЛИЧНЫЕ СРОКИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИЛИ ЕЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЭТАПОВ (НАЧАЛА ИЛИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА, ПОСТУТИЛИЗАЦИИ ОБЪЕКТА, ВЫПОЛНЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ РАБОТ) 360
4.2. РАЗЛИЧНЫЕ ВИДЫ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ОДНОЙ И ТОЙ ЖЕ ЦЕЛИ 367
4.3. РАЗЛИЧНАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ 368
4.4. РАЗЛИЧНЫЕ СПОСОБЫ ПЛАНИРОВКИ ОБЪЕКТА (ВКЛЮЧАЯ РАСПОЛОЖЕНИЕ НА ЗЕМЕЛЬНОМ УЧАСТКЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИИ, МЕСТ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНКРЕТНЫХ РАБОТ) 369
4.5. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА (ВКЛЮЧАЯ ГРАФИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ, ВЛЕКУЩИХ НЕГАТИВНЫЕ АНТРОПОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ) 369
4.5.1. Обоснование выделения объектов разработки 369
4.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 372
4.6. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ДОСТУПА К ОБЪЕКТУ (ВКЛЮЧАЯ ВИДЫ ТРАНСПОРТА, КОТОРЫЕ БУДУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ДОСТУПА К ОБЪЕКТУ) 375
4.7. РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ИНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ХАРАКТЕР И МАСШТАБЫ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 375
5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 376
5.1. ОТСУТСТВИЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ, ВЛЕКУЩИХ НЕВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ВАРИАНТА, В ТОМ ЧИСЛЕВЫЗВАННУЮ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРЕДПОЛОГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ДРУГИМИ УСЛОВИЯМИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ 376
5.2. СООТВЕТСТВИЕ ВСЕХ ЭТАПОВ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В СЛУЧАЕ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ, ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВУ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, В ТОМ ЧИСЛЕ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 376
5.3. СООТВЕТСТВИЕ ЦЕЛЯМ И КОНКРЕТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОБЪЕКТА, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 377
5.4. ДОСТУПНОСТЬ РЕСУРСОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ 377

5.5. ОТСУТСТВИЕ ВОЗМОЖНЫХ НАРУШЕНИЙ ПРАВ И ЗАКОННЫХ ИНТЕРЕСОВ НАСЕЛЕНИЯ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ 378
6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....380
6.1. ЖИЗНЬ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЕ ЛЮДЕЙ, УСЛОВИЯ ИХ ПРОЖИВАНИЯ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 380
6.2. БИОРАЗНОБРАЗИЕ (В ТОМ ЧИСЛЕ РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР, ГЕНЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ПРИРОДНЫЕ АРЕАЛЫ РАСТЕНИЙ И ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, ПУТИ МИГРАЦИИ ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, ЭКОСИСТЕМ) 380
6.3. ЗЕМЛИ (В ТОМ ЧИСЛЕ ИЗЪЯТИЕ ЗЕМЕЛЬ), ПОЧВЫ (В ТОМ ЧИСЛЕ ВКЛЮЧАЯ ОРГАНИЧЕСКИЙ СОСТАВ, ЭРОЗИЮ, УПЛОТНЕНИЕ, ИНЫЕ ФОРМЫ ДЕГРАДАЦИИ) ..381
6.4. ВОДЫ (В ТОМ ЧИСЛЕ ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ, КОЛИЧЕСТВО И КАЧЕСТВО ВОД) 385
6.5. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ (В ТОМ ЧИСЛЕ РИСКИ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ ЕГО КАЧЕСТВА, ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА, А ПРИ ИХ ОТСУТСТВИИ – ОРИЕНТИРОВОЧНО БЕЗОПАСНЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕГО) 392
6.6. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ 393
6.7. МАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ, ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ (В ТОМ ЧИСЛЕ АРХИТЕКТУРНЫЕ И АРХЕОЛОГИЧЕСКИЕ), ЛАНДШАФТЫ.....394
7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....396
7.1. СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, ПРЕНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАБОТ ПО ПОСТУЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ В СЛУЧАЯХ НЕОБХОДИМОСТИ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ 396
7.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ И ГЕНЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (В ТОМ ЧИСЛЕ ЗЕМЕЛЬ, НЕДР, ПОЧВ, ВОДЫ, ОБЪЕКТОВ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА – В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЛИЧИЯ ЭТИХ РЕСУРСОВ И МЕСТА ИХ НАХОЖДЕНИЯ, ПУТЕЙ МИГРАЦИИ ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ, ДЕФИТЦИТНЫХ И УНИКАЛЬНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ) 397
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ 398
9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....402
10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....404
11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ 405
11.1. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ, АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ В ХОДЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 405
11.2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ 405
11.3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ 406
11.4. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ В ПРЕДПОЛАГАЕМОМ МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОКРУГ НЕГО 407
11.5. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНИОВ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ В ПРЕПОЛОГАЕМОМ МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОКРУГ И ВОКРУГ НЕГО 409
11.6. ВСЕ ВОЗМОЖНЫЕ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИНЦИДЕНТА, АВАРИИ, СТИХИЙНОГО ПРИРОДНОГО ЯВЛЕНИЯ 409
11.7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 411
11.8. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПОСЛЕДСТВИЙ ИНЦИДЕНТОВ, АВАРИЙ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ, ВКЛЮЧАЯ ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ, И ОЦЕНКА ИХ НАДЕЖНОСТИ 411
11.9. ПЛАНЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ИНЦИДЕНТОВ, АВАРИЙ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И МИНИМИЗАЦИИ ДАЛЬНЕЙШИХ НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЖИЗНИ, ЗДОРОВЬЯ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА 413
11.10. ПРОФИЛАКТИКА, МОНИТОРИНГ И РАНЕЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ИНЦИДЕНТОВ АВАРИЙРИЙ, ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ, А ТАКЖЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СО СТИХИЙНЫМИ ПРИРОДНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ 415
12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ 417
12.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 417
12.2. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД ОСОБО НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ 418
12.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ИСТОЩЕНИЯ 420
12.4. ОБОСНОВАНИЕ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОХРАНЕНИЮ НЕДР 420
12.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ РАДИАЦИОННОГО РИСКА 422
12.6. ПЛАНИРУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПО СНЯТИЮ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИЮ ПЛОДОРОДНОГО СЛОЯ ПОЧВЫ 423
12.7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОХРАНЕНИЮ РАСТИТЕЛЬНЫХ СООБЩЕСТВ, УЛУЧШЕНИЮ ИХ СОСТОЯНИЯ, СОХРАНЕНИЮ И ВОСПРОИЗВОДСТВУ ФЛОРЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПО СОХРАНЕНИЮ И УЛУЧШЕНИЮ СРЕДЫ ИХ ОБИТАНИЯ 427
12.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР 429

12.9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ 430
12.10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ 432
13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ 434
13.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПО БИОЛОГИЧЕСКОМУ РАЗНООБРАЗИЮ 434
13.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ, ЕГО МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ БИОРАЗНООБРАЗИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ КОМПЕНСАЦИИ, А ТАКЖЕ ПО МОНИТОРИНГУ ПРОВЕДЕНИЯ ЭТИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ 435
13.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ 436
14. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ 438
14.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ 438
14.2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ 440
14.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....442
14.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ 445
15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА 450
16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 451
17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....452
18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ 455
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ 456
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 457
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 470
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ 473
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ 479
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ ПО ПРОЕКТАМ: 480
РООС К «ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 3100М И ДИАМЕТРОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ 168,3/177,8ММ (КОРРЕКТИРОВКА)», ...480
«ПРОЕКТА НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (НДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ НА 2025 ГОД», ...480
«ПРОЕКТУ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ НА 2025 ГОД» 480

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ НА 2020 Г. ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ»....520
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ОТВОДИМЫХ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ» НА 2020-2022 ГГ.» 522
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УСЛУГ ПО ПОДАЧЕ ВОДЫ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ И (ИЛИ) КАНАЛАМ С ТОО «МАГИСТРАЛЬНЫЙ ВОДОВОД»....529
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – НА ВОДОЗАБОР....535
КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – НА СБРОС В ПЛАСТ..535
КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – НА НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ 535
ПРИЛОЖЕНИЕ 10 – КОПИЯ ПИСЬМА МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РК ОТ 02.11.2022Г., ПО ВОПРОСУ ОСНАЩЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА (АСМ) НА ФАКЕЛЬНЫХЪ УСТАНОВКАХ....551
ПРИЛОЖЕНИЕ 11 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ОЗЕЛЕНЕНИЕ....552
ПРИЛОЖЕНИЕ 12 – КОПИЯ ЛИЦЕНЗИИ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И НОРМИРОВАНИЕ....556

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Дополнению №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское» разработан в рамках договора, заключенного между ТОО «Кен-Сары» и ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM».

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ) выполнен ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM», г. Актау, имеющим лицензию Министерства охраны окружающей среды РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчиком на проектирование и недропользователем месторождения Арыстановское является ТОО «Кен-Сары».

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Арыстановское. В связи с этим были рассмотрены 2 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

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

Для организации процесса выявления возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду в ходе оценки воздействия на окружающую среду инициатор намечаемой деятельности подает в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды заявление о намечаемой деятельности.

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Дополнению №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)», способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды реализации намечаемой деятельности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ68VWF00301380, от 24.02.2025 г., согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и

оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 ЭК РК.

Организация экологической оценки включает организацию процесса выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий (далее – существенные воздействия) реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого Документа на окружающую среду.

На этапе отчета о возможных воздействиях приведена характеристика природной среды в районе деятельности предприятия, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции согласно, статьи 72 ЭК РК.

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки;
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ;
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.);
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях;
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении;
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов;

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛОГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1. Общая информация о месторождении

В административном отношении месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе Мангистауской области (рисунки 1.1.1.1-1.1.1.2).

Областной центр – город Актау – находится в 300 км к юго-западу от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является село Сай Отес (рисунок 1.1.1.3). Железнодорожная станция Мангистау – Макат проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач-Мангистау. Шоссейных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

В географическом отношении месторождение расположено в северо-западной части плато Устюрт. Абсолютные отметки поверхности плато колеблются в пределах от 159 до 188 м с тенденцией постепенного увеличения их с севера на юг.

Климат района носит резко-континентальный характер со значительными колебаниями среднесуточных и сезонных температур. Летом температура воздуха достигает отметки до +30 – +35 ºС, зимой снижается до -35 – -40 ºС. Часты сильные ветры, преимущественно восточного и северо-восточного направлений. Количество осадков не превышает 130 мм в год.

Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок 1.1.3.1.).

Питьевая вода к объектам работ доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а техническая вода на месторождение доставляется по водоводу, врезанному через узел учета в магистральный водовод Волжской воды Кигач-Мангистау.

Местное население занято в основном животноводством, а также работой на разрабатываемых карьерах по добыче ракушечника, гравия и песка. Кроме того, часть населения занята на обслуживании железной дороги и трубопроводного транспорта.

В 30 км на северо-запад от месторождения Арыстановское расположено разрабатываемое месторождение Каракудук с развитой инфраструктурой.

Геологоразведочные работы в регионе осуществляются вахтовым методом.

Недропользователем месторождения Арыстановское является ТОО «Кен-Сары» на основании Контракта на добычу углеводородного сырья Государственным регистрационным номером №4014-УВС от 29.04.2014 г.

Горный отвод, выданный ТОО «Кен-Сары» для осуществления деятельности по недропользованию на месторождении Арыстановское. Площадь горного отвода составляет 50,78 кв. км.

Географические координаты угловых точек горного отвода представлены в таблице 1.1.1.1.

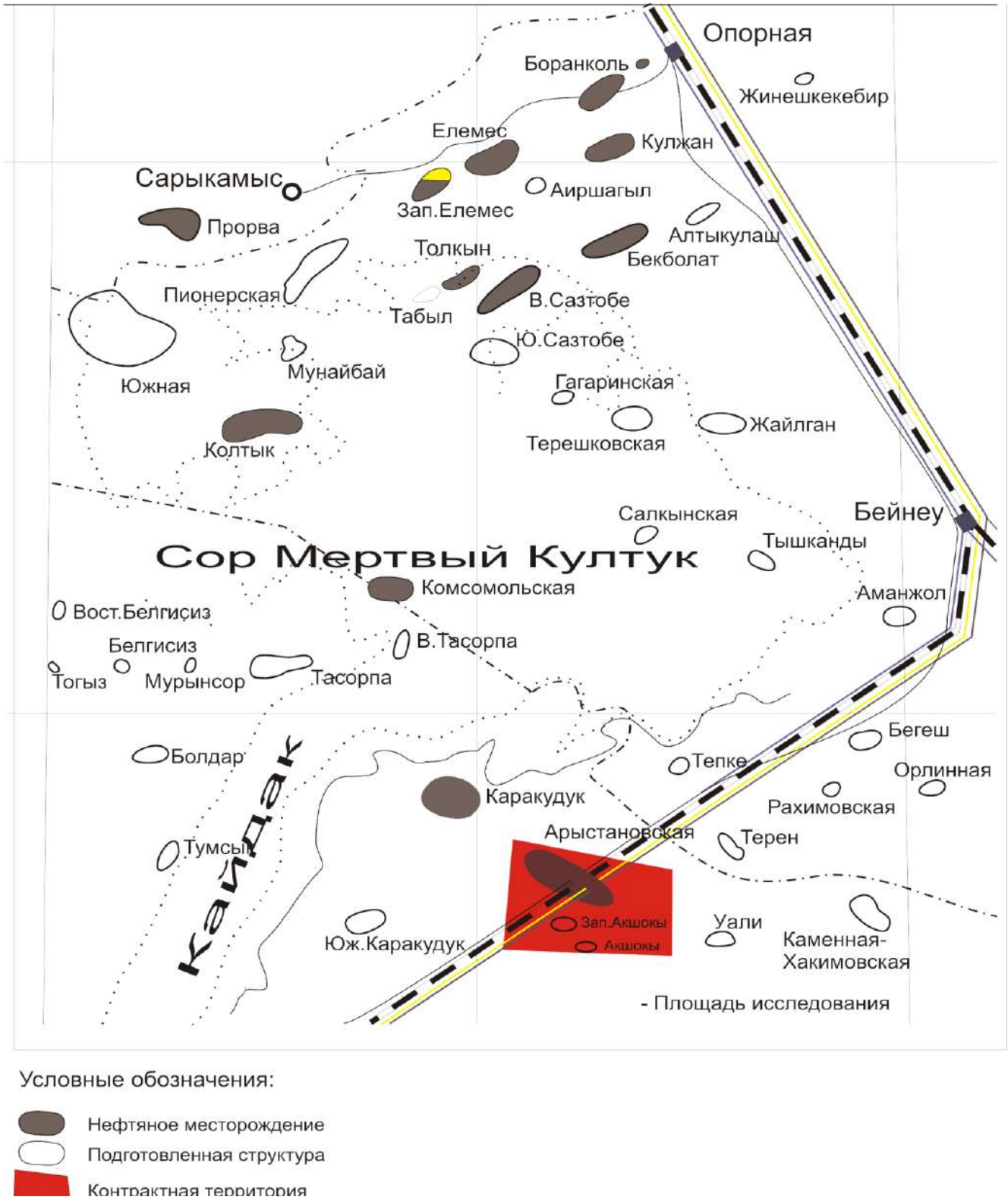
Таблица 1.1.1.1 - Координаты геологического отвода месторождения Арыстановское

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

Картограмма расположения горного отвода месторождения Арыстановское представлена на рис. 1.1.4.

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Арыстановское относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица (рисунки 1.1.9.1.-1.1.9.4.):

- расстояние до Актау-Бузачанский государственного природного заказника 189,04 км;
- расстояние до государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря 61,19 км;
- расстояние до Устюртский государственного природного заповедника 146,07 км;
- расстояние до Кендирли-Каясанкой государственной заповедной зоны 156,43 км.



Условные обозначения:

Нефтяное месторождение

Подготовленная структура

Контрактная территория

Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта района расположения горного отвода предприятия ТОО «Кен- Сары»

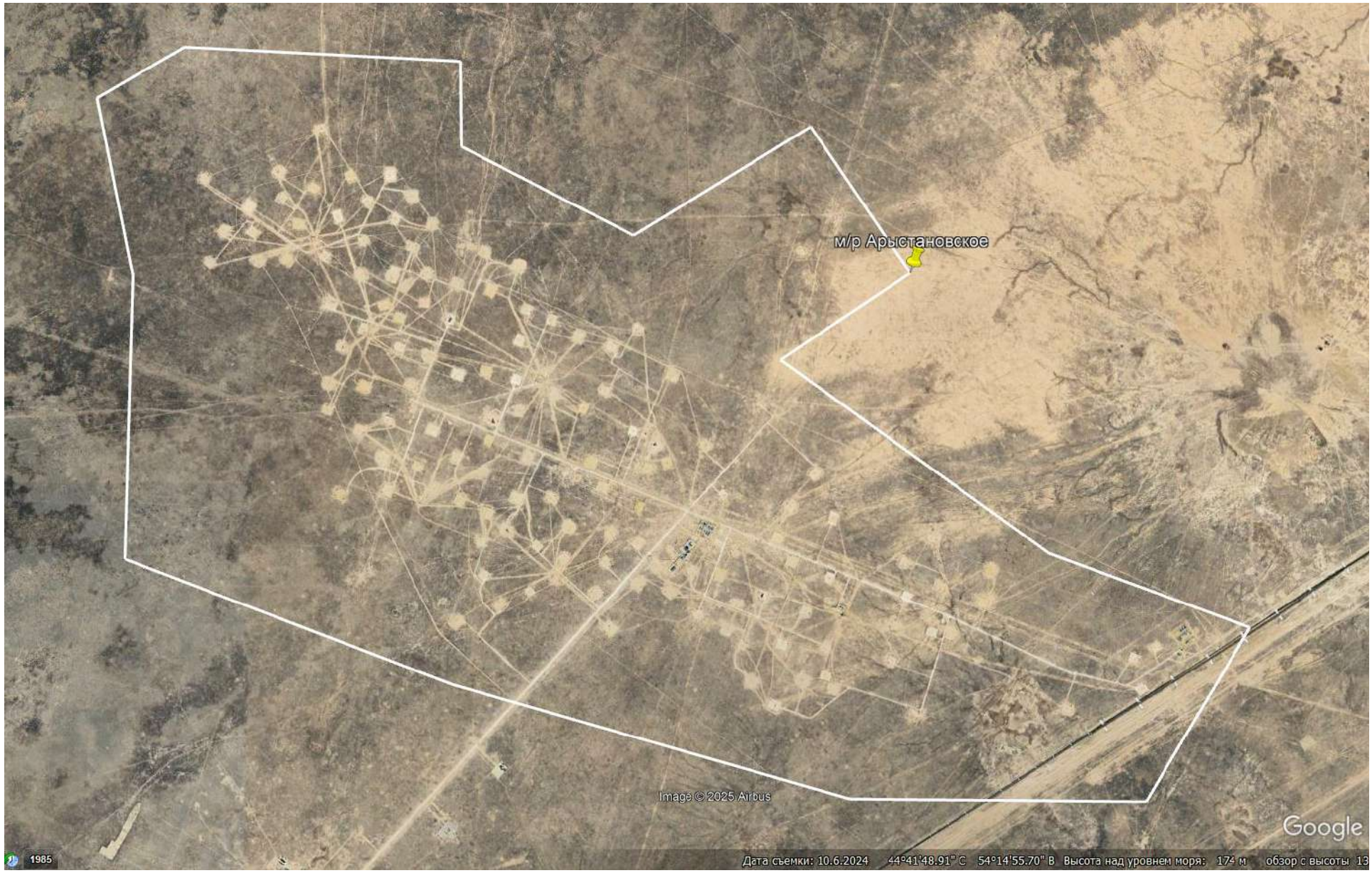


Рисунок 1.1.1.2 – Контрактная территория ТОО «Кен-Сары» месторождение Арыстановское

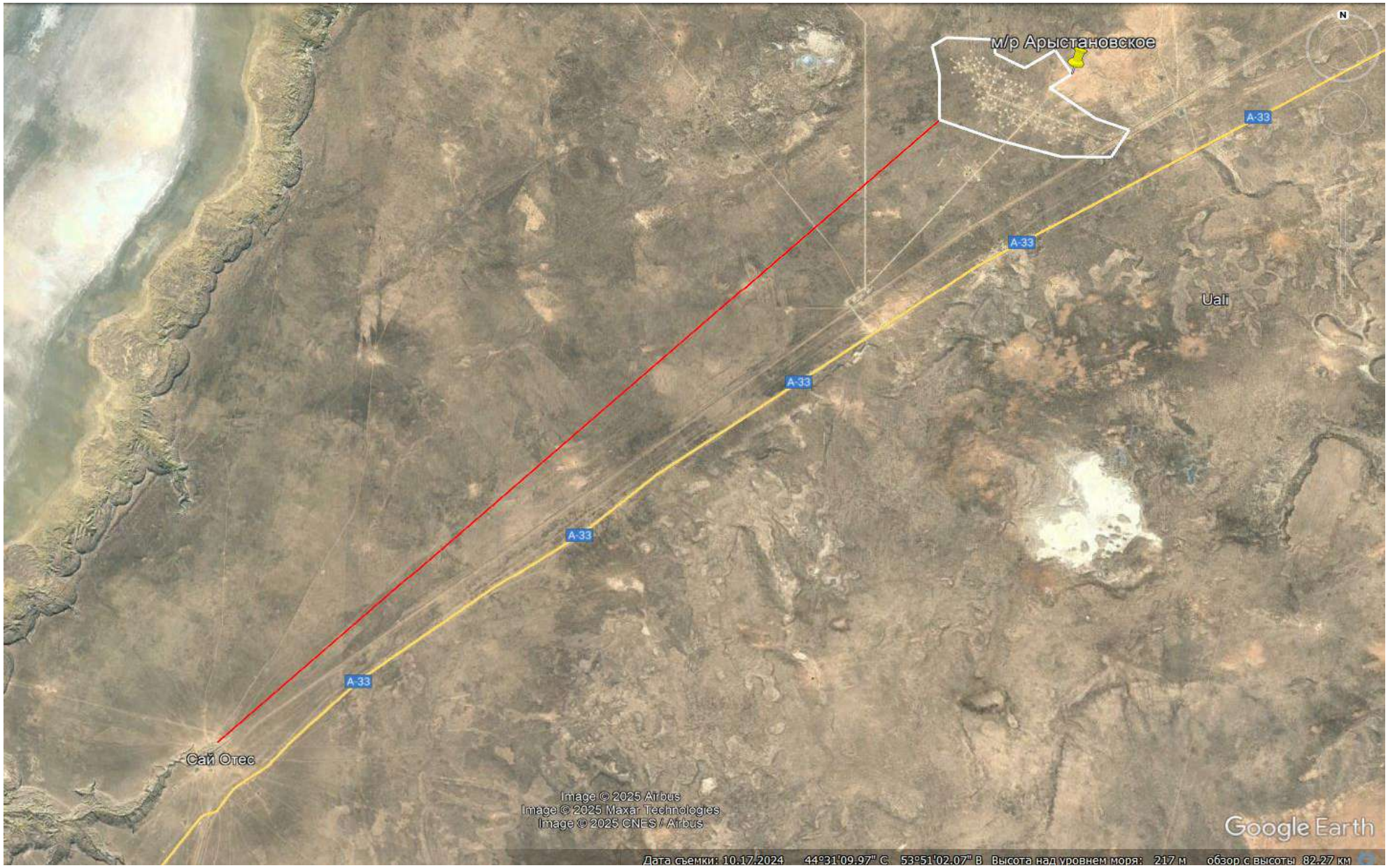


Рисунок 1.1.1.3 – Расстояние от м/р Арыстановское до с. Сай Отес

Приложение № _____
к Контракту № 1729 от 29.04.2005г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 23 декабря 2013г. Рег. № 125 Д-УВС

ГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ» МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен **Товариществу с ограниченной ответственностью «Кен-Сары»** для осуществления операций по недропользованию **на месторождении Арыстановское** в пределах блока XXXIII-16-D(частично),E(частично) на основании утвержденных ГКЗ РК запасов месторождения Арыстановское (Протокол № 1333-13-У от 12.09.2013 г.) и Протокола проведения прямых переговоров между МНГ РК и ТОО «Кен-Сары» по предоставлению права недропользования на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Арыстановское от 06 ноября 2013 года.

Горный отвод расположен в **Мангистауской области.**

Границы горного отвода на картограмме обозначены **угловыми точками с т. 1 по т. 15.**

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

Площадь горного отвода – 50,78 (пятьдесят целых семьдесят восемь сотых) **кв. км.**
Глубина разработки – минус 2892,2 м.

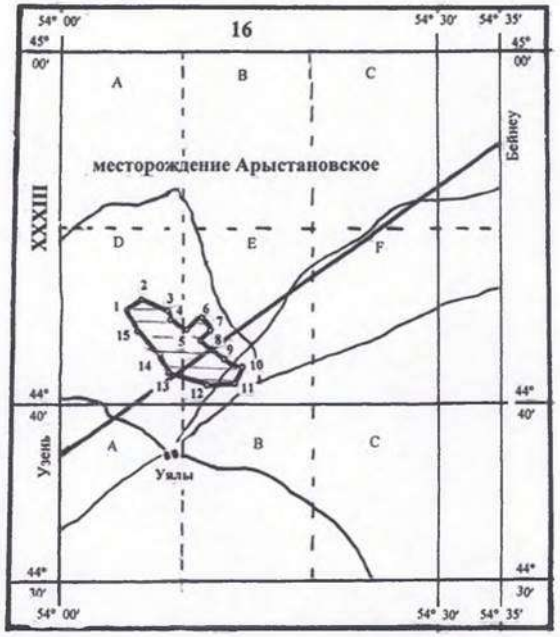
Заместитель Председателя **Б. Сарсекеев**

г. Астана,
декабрь, 2013г.

Приложение № _____
к горному отводу
по Контракту № 1729 от 29.04.2005г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 23 декабря 2013г. Рег. № 125 Д-УВС

Картограмма расположения горного отвода месторождения Арыстановское
в пределах блока XXXIII-16-D(частично),E(частично)

Масштаб 1: 500 000



Площадь горного отвода месторождения Арыстановское

г. Астана,
декабрь, 2013г.

Рисунок 1.1.1.4 – Картограмма расположения горного отвода м/р Арыстановское

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

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

Кроме основной деятельности эксплуатация месторождения сопровождается вспомогательными процессами производства.

Работы по добыче нефти в регионе осуществляются вахтовым методом.

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

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

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

- вахтовый поселок;
- ГЗУ-1,
- ГЗУ-2;
- установка подготовки газа (УПН);
- пункт сдачи нефти (ПСН);
- установка подготовки газа (УПГ);
- газогенераторная установка (ГГУ);
- полигон промышленных отходов;
- территория промысла (скважины)
- бурение скважин;
- работы по КРС скважин;
- топливо раздаточная колонка (ТРК);
- котельная установка;
- установка водоподготовки;
- ремонтный цех;

- БЛОС производительностью 50 м3/час;
- площадка для временного хранения отходов;
- склад хим. реагентов;
- трансформаторная подстанция;
- пожарное депо и пост;
- газопровод;
- нефтепровод.

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

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

Поисково-разведочное бурение на площади Арыстановское проводились с декабря 1965 г. Первый промышленный приток нефти дебитом 33 м^3/сут на 9 мм штуцере получен в июле 1968 года из среднеюрских отложений при опробовании интервала 2720-2729 м в скважине 2.

За период с 1965 по 1974 г. на площади Арыстановское пробурены 17 разведочных скважин, которыми выявлены четыре залежи нефти в отложениях средней и нижней юры – в VI, VII, X и XI горизонтах.

В 1974 году произведен подсчет запасов по указанным горизонтам по категориям С1+С2 в объеме 6039 тыс.т геологических, 1812 тыс.т извлекаемых, в том числе по категории С1 – 2630 тыс.т геологических, 789 тыс.т извлекаемых. Запасы не были учтены в государственном балансе, в связи с постановлением Казахстанского производственного геологического управления (протокол №93 от 28.10.1974г.) о нерентабельности самостоятельной разработки, консервации геологоразведочных работ и необходимости продолжения разведки.

В 2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» заключен Контракт №1729 от 29.04.2005г. на проведение работ по разведке углеводородного сырья сроком до 29.04.2010г. В 2010 г. заключено Дополнение № 5 (регистр. № 3566 от 26.04.2010 г.) к Контракту № 1729 от 29.04.2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» в связи с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2012г.). В 2012 г. «Компетентный орган» принял решение повторно продлить срок действия Контракта № 1729 от 29.04.2005 г. до апреля 2014 года (письмо МНГ РК № 07-04-14470 от 02.12.2011 г., протокол экспертной комиссии № 12 от 25.11.2011 г.) и на основании которого заключено Дополнение № 6 (регистр. № 3801 от 27.04.2012 г.) с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2014 г.).

В 2005 году с приходом нового недропользователя в лице ТОО «Кен-Сары» геологоразведочные работы на площади Арыстановское возобновились.

В 2006 году на месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и выполнена обработка и переинтерпретация полученного материала.

В 2006 году ТОО НЭКФ «OPTIMUM» на основе результатов работ составлен проект разведки. Согласно проекту в 2007-2008 гг. пробурены шесть поисковых скважин (№№51, 52, 53, 54, 55, 56) и расконсервированы и опробованы четыре скважины (№№14, 17, 19, 50), пробуренные в 1971 – 1993 годах.

В 2008 году в основу составления оперативного подсчета запасов нефти и газа (протокол ГКЗ № 725-08-П от 15.08.08 г, ТОО НЭКФ «OPTIMUM») легли проведенные дополнительные геологоразведочные работы на площади Арыстановское. Оценка запасов по юрским горизонтам (III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI) произведена по состоянию изученности на 01.04.2008 г. Запасы нефти оцененные по категории С1 составили геологические – 22177 тыс.т и извлекаемые – 7580 тыс.т.

В том же году составлен и утвержден «Проект пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол ЦКР РК № 53 от 30.10.2008 г.), согласно которого в период с 01.12.2008 по 01.10.2010 гг. на месторождении пробурены 7 опережающих эксплуатационных скважин (№ 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107).

По состоянию на 01.01.2010 г выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», в рамках которого уточнены технологические показатели разработки на 2010-2011 гг.

В 2010 году составлено «Дополнение № 1 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол № 131 от 20.04.2011 г.), в рамках данного дополнения запроектировано бурение 6 опережающих эксплуатационных скважин.

На месторождении в 2010-2011 гг. наряду с эксплуатационным велось и разведочное бурение, с целью уточнения границы распространения юрских коллекторов, и оконтуривания выявленных залежей. В результате бурения уточнилось геологическое строение пластовых резервуаров, отобран керн из продуктивных горизонтов, получены глубинные и поверхностные пробы, а также по всем скважинам проведены гидродинамические исследования.

В 2011 году по итогам бурения и переинтерпретации материалов сейсмики 3Д ТОО «Научно-производственный центр» выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья месторождения Арыстановское» по состоянию на 21.09.2011 г. (ГКЗ РК протокол № 1144-11-П от 20.12.2011 г.).

На утвержденные запасы выполнено «Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», по состоянию на 01.12.2011 г. (протокол № 382 от 19.04.2012

г.) период разведки продлен до 29.04.2014 г.

На 01.01.2013 г. составлен и утвержден «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское».

По состоянию на 01.06.2013 г. составлен «Подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское» (ГКЗ РК протокол № 1333-13-У) и состоянию на 01.07.2013 г составлена Технологическая схема разработки и утверждена Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК 25.02.2014 г. протокол № 17-04-273-И.

В 2015 году выполнен «Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.10.2015 г. с уточнением проектных показателей разработки месторождения на 2015-2016 гг. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5/1485-КГН от13.04.2016 г.).

В 2017 году выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.06.2017 г., в котором были уточнены проектные технологические показатели, но при рассмотрении на ЦКРР РК технологические показатели разработки 2018 года были ограничены на уровне показателей 2017 года. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5-2263-и от 28.11.2017 г.).

В 2018 году «Анализ разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.05.2018 г., в котором были пересчитаны технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу ЦКРиР РК № 3/16 от 26.10.2018 г. показатели были утверждены на 3 года 2018-2020 гг.

В 2020 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2019 г. (Протокол № 2208-20-У от 14.09.2020 г.). В данной работе с учетом бурения новых скважин уточнено представление о строении ранее установленных продуктивных резервуаров, обоснованы водонефтяные контакты с использованием обработки ГИС, опробования и эксплуатации скважин, в результате чего произошло перераспределение запасов нефти по категориям. Таким образом, по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа составили:

		нефти	растворенного газа
- по категории В+С1	геологические	44318 тыс.т.	4943,8 млн.м3
	извлекаемые	9326 тыс.т.	1063,3 млн.м3
- по категории С2	геологические	13977 тыс.т.	1481,4 млн.м3
	извлекаемые	1545 тыс.т	223,7 млн.м3

В 2020 г. на основе Пересчета запасов выполнен «Проект разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.07.2020 г. утвержденный Центральной комиссией по

разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства энергетики РК (Протокол № 11/12 от 18.02.2021 г.). К реализации принят 3 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели.

В 2022 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2022 г.

В 2023 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2023 г.

В 2024 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2024 г.

Настоящий «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское» подготовлен по состоянию на 01.07.2024 г. на основе выше приведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

Целью авторов Проекта являлось внедрение плана разработки, который обеспечит максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Арыстановское с учетом изменений в геологическом строении и вводом в эксплуатацию других не разрабатываемых залежей. Этим условиям соответствовал рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели.

Настоящая работа выполнена на основании договора №6663 от 24.06.2024г. в соответствии с требованиями Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г., «Единых правил по рациональные и комплексные использования недр» с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024г., Методическим указаниям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений от 24.08.2018 года и Технического задания Недропользователя.

1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ

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

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 1,0 м.

Согласно СниП РК 2.03-04-2001 и карты сейсмического районирования территории Казахстана, район работ несейсмичен.

Климат района расположения месторождения Арыстановское резко-континентальный и

характеризуется жарким продолжительным летом, малоснежной холодной зимой с резкими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, малым количеством осадков и наличием пыльных бурь.

Средняя температура наиболее жаркого месяца - +27,6^{0}С;

Максимальная температура - до +45^{0}С;

Средняя температура наиболее холодного месяца - 6,9^{0}С;

Минимальная температура - -30^{0}С.

Продолжительность непрерывного морозного периода составляет от 5 до 12 дней, продолжительность безморозного периода составляет 218 дней.

Территория относится к району с суммой осадков 141 мм. За теплый период времени (апрель-октябрь) выпадает 57 % годовой суммы осадков.

Наибольшее количество осадков выпадает, как правило, в июне (22-25 мм). Число дней в году с осадками >0,1 мм составляет 65, с осадками >10 мм - 3 дня.

Снежный покров незначительный, максимальная величина 0 12 см (февраль), устанавливается в конце декабря и разрушается в начале марта.

Глубина промерзания грунта согласно СНиП П-А-6-72 до 100 см, но фактически меньше в грунтах с высокой минерализацией.

Максимальная толщина стенки гололеда наблюдалась в данном районе в 1987 г. (март) на высоте 10 м при температуре -5 ^{0}С и составляла 20 мм.

Для района преобладающими ветрами являются ветры восточного направления в течение 7 месяцев в году, особенно с февраля по май, в июле, сентябре и октябре.

Повторяемость ветров восточного направления составляет 43,8 % - марте, 30,8 % - в феврале, 20,2 % - в мае.

В январе и июне наибольшую повторяемость имеют ветры западного направления: 21,2 % и 28 % соответственно. В августе преобладает ветер северо-восточного направления. Наименьшую повторяемость имеют ветры южных румбов.

Средняя скорость сильных ветров - 18-20 м/с.

В период с мая по сентябрь имеет место вынос воздушных масс из высоких широт и преобладают ветры северной составляющей.

В период с декабря по февраль преобладают три направления ветра: восточный, северо-восточный и юго-восточный, что в итоге, обеспечивает слабопрогнозируемый нагон воды на побережье.

Преобладающими скоростями ветра всех направлений в летние месяцы являются скорости 2-5 м/с – 63 %. В осенне-зимние месяцы увеличивается повторяемость скоростей ветра 10 м/с и более по всем нагоноопасным направлениям до 37 %. Скорости ветра более 20 м/с

отмечаются в сентябре при восточных, в октябре - при юго - западных и западных, в ноябре - при северных, восточных, западных и северо-западных ветрах.

Среднее число дней в году с сильным ветром >15 м/с составляет 42.

Наибольшее число дней с сильным ветром (5-6 дней) отмечается весной. Наименьше - (2-3 дня) - в августе-сентябре.

Госкомитет по ЧС РК в ноябре 1995 года отнес все территории нефтяных и газовых месторождений к сейсмическим зонам с силой землетрясений в 8 баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность территорий нефтегазодобычи до 8 баллов подтверждена в августе 1996 года письмом правительства Республики Казахстан № И-460.

В таблицах 1.1.2.1 приведены ветровые характеристики для метеостанции Кулалы (остров).

Таблица 1.1.2.1 - Ветровые характеристики

Повторяемость направлений ветра и штилей (%)									
Периоды/румбы	**С**	**СВ**	**В**	**ЮВ**	**Ю**	**ЮЗ**	**З**	**СЗ**	**Штиль**
Апрель-май	10	18	24	10	8	17	17	12	5
Июль-август	14	20	17	6	8	15	15	17	6
Ноябрь-декабрь	9	15	31	14	3	9	9	14	4
Среднегодовое	10	17	27	11	6	11	14	14	5
Средняя скорость ветра по направлениям (м/с)									
Периоды/румбы	**С**	**СВ**	**В**	**ЮВ**	**Ю**	**ЮЗ**	**З**	**СЗ**	
Апрель-май	5,9	6,5	7,4	6,3	6,1	5,9	6,8	6,8	
Июль-август	5,6	5,9	5,8	4,9	5,0	5,1	5,8	6,1	
Сентябрь-ноябрь	5,9	5,7	6,5	6,1	4,8	4,2	6,7	7,5	
Декабрь-февраль	5,5	5,9	7,1	6,1	4,7	4,5	7,1	7,2	
Среднегодовое	5,9	6,0	6,6	5,8	5,1	4,9	6,6	6,9	

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 1.1.2.2.

Более наглядное представление о ветровом режиме дает годовая роза ветров, представленная на рисунке 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.2 - 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 максимальная температура наружного воздуха наиболее	25.8
жаркого месяца года, град.С	
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, град С	-12.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	13.0
СВ	13.0
В	23.0
ЮВ	19.0
Ю	6.0
ЮЗ	5.0

З	9.0
СЗ	12.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.3
Скорость ветра (по средним многолетним данным),	11.0
повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	

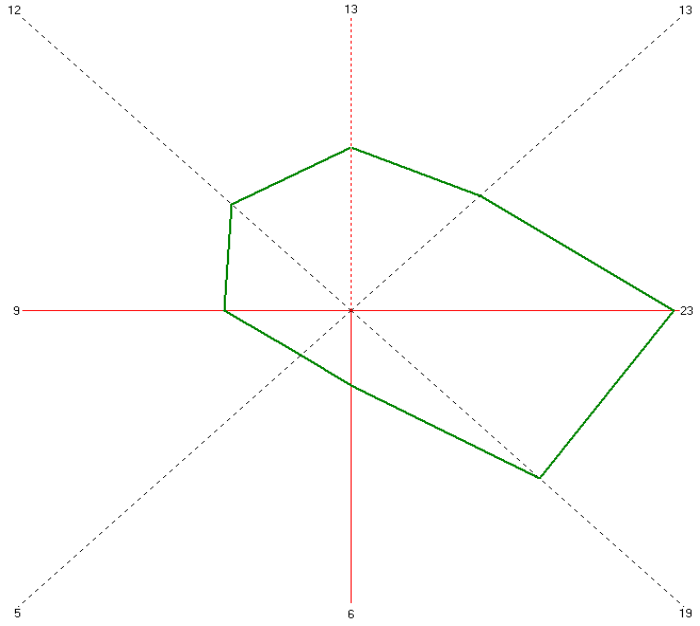


Рисунок 1.1.2.1 - Среднегодовая роза ветров, %

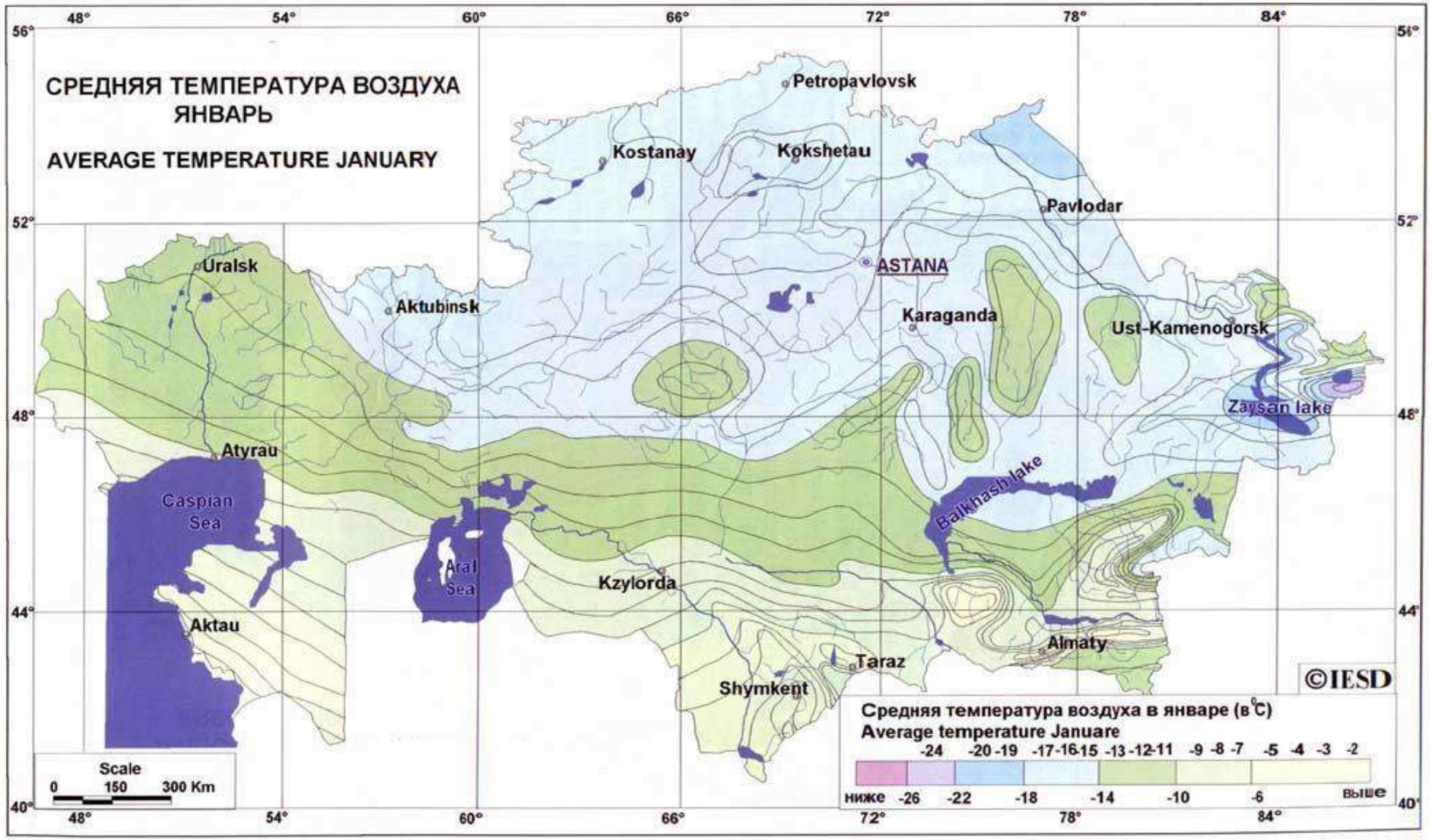


Рисунок 1.1.2.2 - Средняя температура воздуха в январе

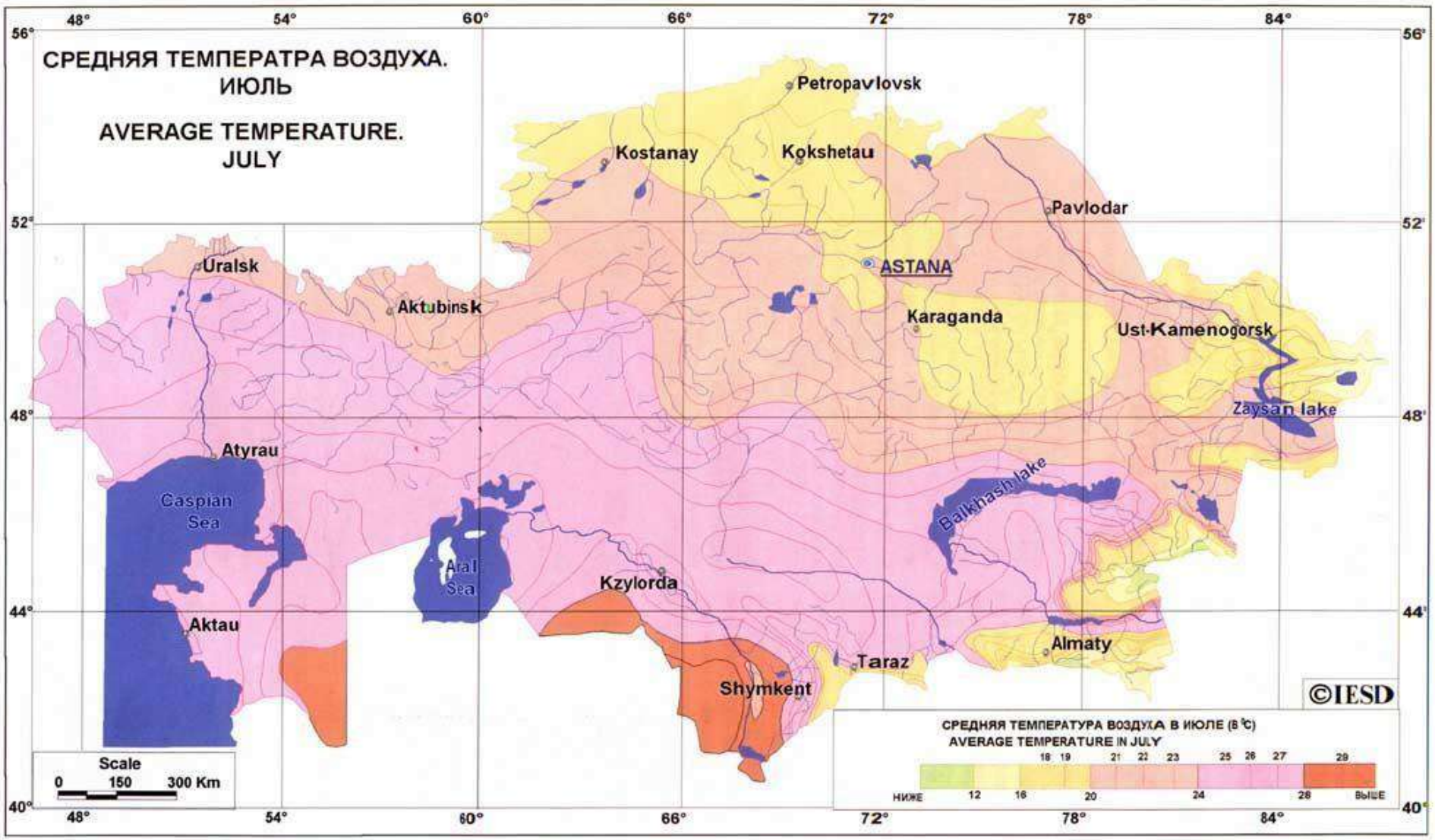


Рисунок 1.1.2.3 - Средняя температура воздуха в июле

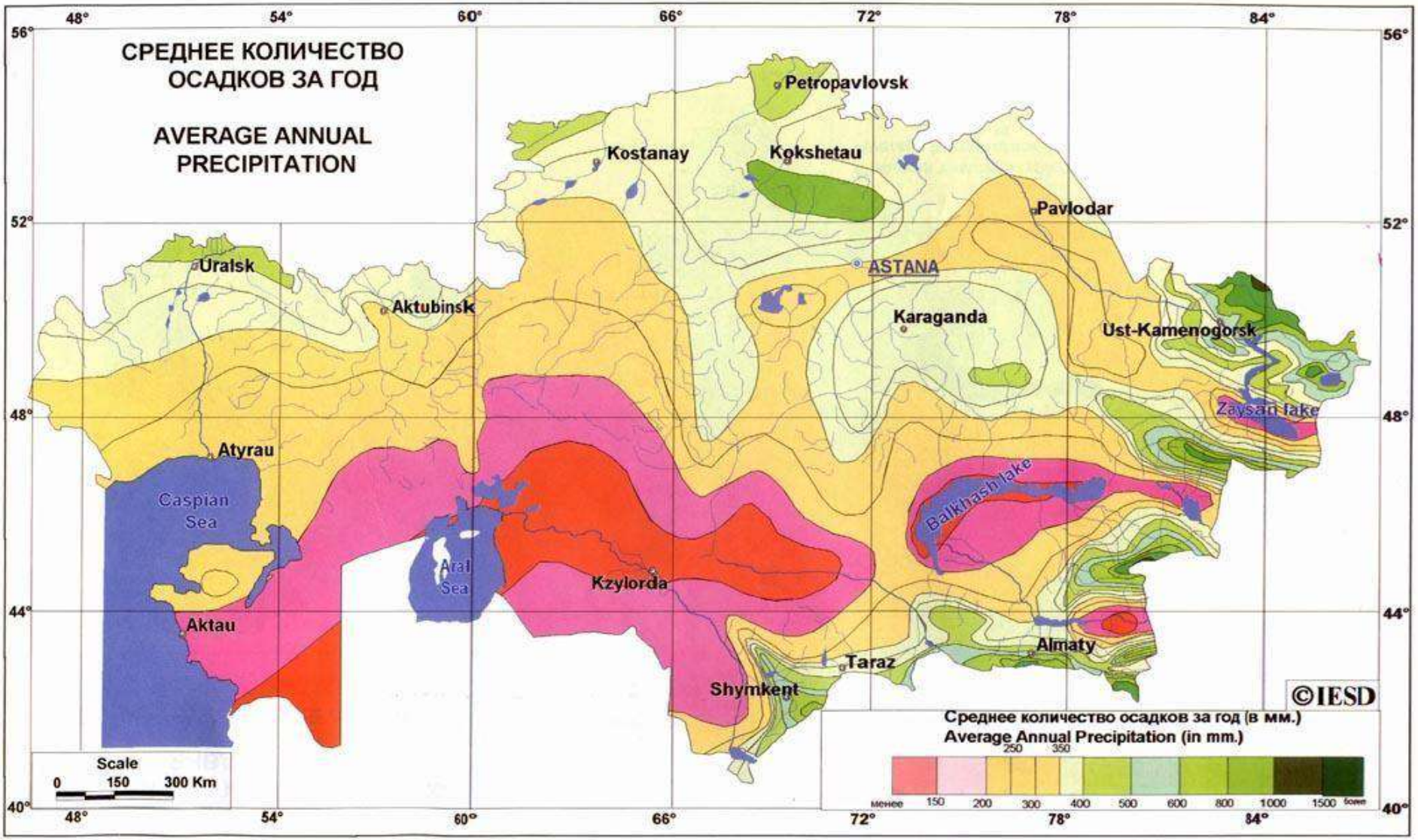


Рисунок 1.1.2.4 – Среднее количество осадков за год

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого, большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) изучаемый район относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.1.2.5)

Таким образом, совокупность климатических условий территории Зеленовского района: режим ветра, штиль, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

Рисунок 1.1.2.5 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ

1.1.3.1. Поверхностные воды

Гидрографическая сеть территории не имеет постоянных водотоков. Источники питьевой воды отсутствуют.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок 1.1.3.1). Объекты месторождения Арыстановское расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

Рисунок 1.1.3.1. – Расстояние от м/р Арыстановское до Каспийского моря

1.1.3.2. Подземные воды

Распространение подземных вод на данной территории определяется общим геологическим строением и его геоморфологическими и климатическими условиями. Мощные осадочные образования содержат ряд водоносных горизонтов, различных по условиям залегания и гидрохимическому режиму.

На описываемой территории распространены подземные воды как со свободной поверхностью яруса.

К линзам и прослоям известняков и песчаников, залегающих в толще глин и мергелей палеогена, и трещиноватым породам верхнего мела (сенон, датский ярус), слагающим преимущественно водоупорную толщу, приурочены подземные воды спорадического распространения.

Водоносный горизонт современных отложений новокаспийского яруса (QIVnk). Новокаспийские морские отложения залегают вдоль побережья Каспийского моря. Они заполняют широкую прибрежную соровую равнину, недавно освободившуюся из-под моря. Соровая поверхность, сложенная новокаспийскими отложениями, ровная, в большинстве сухая, песчаная, с небольшим уклоном в сторону моря. В центральной части Большого Сора наблюдается непросыхающая поверхность с переходом в солево-грязевой комплекс отложений. Непосредственно береговая часть моря сложена песчаными отложениями. Вдоль берега встречаются длинные песчаные гряды.

Новокаспийские отложения представлены мелко- и среднезернистыми песками, нередко глинистыми, с галькой и многочисленными раковинами. Верхняя часть отложений сложена песками глинистыми и супесями. Общая мощность отложений - до 33 м.

К новокаспийским песчаным отложениям приурочен первой от поверхности водоносный горизонт. Он имеет непрерывное распространение. В основании водоносного горизонта залегают глинистые отложения, а местами песчаные отложения хвалынского яруса, реже карбонатные отложения верхнего мела и палеогена.

Восточная граница новокаспийского водоносного горизонта условно проводится по геологическому контакту. Принято считать, что новокаспийская трансгрессия доходила до абсолютной отметки -20 м. Здесь отложения новокаспийского яруса сменяются песчаными водоносными отложениями хвалынского яруса. Эта смена одновременно сопровождается тесной гидравлической связью, при которой подземные воды хвалынского горизонта дренируются в новокаспийские песчаные отложения соответственно гидростатическому уровню.

Новокаспийский водоносный горизонт занимает площадь около 3000 км. Не считая труднопроходимой площади Большого Сора, в остальной части водоносные отложения равномерно прослеживаются по всей прибрежной полосе. Уровни лежат на глубине 0,83,1 м от

поверхности. Наименьшая глубина наблюдается в соровых понижениях (0,8-1,2 м) и в прибрежных песках урочища Кр.Долгинец (0,8-1,5 м). При удалении от моря, на равнину, в связи с увеличением гипсометрических отметок глубина залегания вод увеличивается до 2,0-3.1 м.

Мощность водоносных отложений выдержана на значительных расстояниях. В западной береговой части она достигает максимального значения: 14,8-12,0 м. Вдали от побережья на равнине мощность составляет 4-6 м. В соровых понижениях она заметно уменьшается до 2,2-2,4 м. Это уменьшение увязывается с фациальными изменениями и, в частности, с преобладанием в геологическом разрезе глин.

Воды новокаспийского горизонта характеризуются, в основном, высокой степенью минерализации. Почти на всей площади распространены рассолы.

Среди них выделяются воды с минерализацией более 100 г/л. Они занимают площадь Большого Сора. Здесь слабая водопроводимость пород и повышенная испаряемость способствуют образованию рапы с сухим остатком 192-282 г/л. Грунтовые воды с высокой минерализацией распространяются по соровым западинам. В прибрежной части они сменяются нормальными рассолами (50-100 г/л). Последние характеризуют водоносный горизонт по всему юго-западному берегу моря (Кр.Долгинец).

Водообильность новокаспийских отложений слабая. Полученные дебиты изменяются от 0,1 до 0,9 л/сек при понижении уровня на 1-6 м. Из них наибольшие дебиты приурочиваются к прибрежным зонам. В соровых отложениях, в связи со слабой водоотдачей пород, дебиты имеют самое низкое значение.

Непосредственно вдоль северо-западного берега моря в песчаных отложениях залегают соленые воды. Они прослеживаются колодцами до мыса Бурыншик.

В прибрежных песках, слагающих узкую прерывистую абразионноаккумулятивную террасу, встречаются линзы "плавающих" солоноватых вод. Они формируются за счет атмосферных осадков и путем конденсации водяных паров, столь характерных для прибрежной морской зоны. Такие линзы вскрыты многочисленными колодцами на участках Красный Долгинец, Култай, Бурунчук. Здесь водовмещающие породы представлены тонко- и мелкозернистыми песками с обильным включением морской ракушки. Мощность песков колеблется от 1,5 до 5,0 м. Из них обводненная часть составляет от 1 до 3 м. Водообильность отложений низкая. Дебиты колодцев не превышают 0,1 л/сек.

Химический состав вод новокаспийских отложений изучался по многочисленным пробам из скважин и колодцев. Все воды сложного состава с преобладанием типа хлоридного магниево-натриевого в соленых водах и рассолах. По физическим свойствам воды прозрачные, без цвета и относятся к группе холодных с температурой 13-15°С. В связи с присутствием в них повышенного содержания магния, они жесткие. По концентрации водородных ионов воды

нейтральные и слабощелочные.

В грунтовых водах новокаспийских отложений содержатся микроэлементы в следующих количествах (мг/л): медь (0,002), марганец (0,2), мышьяк (0,01), барий (до 1,0), бром (8-50), йод (0,2), фтор (2,7), бор (6), уран ($5,8x10^{-5}$).

На формирование химических типов вод влияют глубина залегания и степень промытости водовмещающих пород, атмосферные осадки и характер водоупорных подстилающих отложений. На площадях, занятых сорами, минерализация грунтовых вод достигает степени рассолов. Аккумуляция солей в них происходит за счет поверхностного и внутрипластового испарения. Наиболее растворимые хлорнатриевые соли накапливаются у самой поверхности в виде солевой корочки. Ниже происходит накопление сульфатов в форме $CaS0_4$.

Питание грунтовых вод новокаспийских отложений происходит за счет атмосферных осадков и подземного внутрипластового стока из хвалынских отложений.

Разгрузка вод идет, в основном, в море на абсолютных отметках -28-35 м. Одновременно подземные воды первого горизонта разгружаются в соры.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных отложений хвалынского яруса (QIIIhv). Водоносные отложения хвалынского яруса широко распространены в восточной части территории. Последняя ограничивается изолинией с абсолютной отметкой -20 м, что отвечает максимальному развитию ранненовокаспийской трансгрессии. За пределами этой линии хвалынские отложения к западу размыты, а к северу частично сохранились в виде маломощных песчано-глинистых отложений, лежащих в основании водоносного горизонта новокаспийского яруса. Вдоль северного побережья хвалынскими отложениями сложены многочисленные останцы.

Водовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками, глинистыми песками и суглинками. В основании водоносных отложений лежат глины, реже карбонатные породы палеогена или верхнего мела. В кровле хвалынского горизонта на значительной площади в юго-восточной части территории лежат современные эоловые незакрепленные пески, в которых формируются пресные и солоноватые грунтовые воды.

В хвалынских отложениях залегает водоносный горизонт со свободной поверхностью. Средняя мощность горизонта 3-5 м. В распределении мощностей водоносного горизонта закономерности не установлено. Максимальные значения (11,412,7 м) приходятся к соровым понижениям и к области развития песчаных массивов. В западном направлении мощность заметно уменьшается до 1,5-1,9 м.

Уровень водоносного горизонта залегает на глубине от 1,0 до 7,9 м. Наименьшая глубина 1,0-1,5 м приурочивается к соровым понижениям. Наблюдается зависимость глубины залегания от гипсометрических отметок рельефа. Вблизи песчаных массивов, где абсолютные отметки

повышаются до -10 м, уровень лежит на глубине 6,2 м.

Уклон поверхности водоносного горизонта наблюдается на запад и на север. К северу он значительно выполаживается и составляет 0,0008. Здесь уровни лежат на абсолютных отметках от -20 м до -24 м.

В связи с глинистостью хвалынских отложений они не обладают водообильностью. Пробные откачки из скважин показали дебиты от 0,05 до 0,3 л/сек при понижениях уровня до б м.

На площади, занятой хвалынскими отложениями, распространены, в основном, соленые воды с минерализацией от 20 до 50 г/л. Из микроэлементов в подземных водах хвалынских отложений содержатся (мг/л): медь (0,006), мышьяк (0,002), марганец (0,08), фтор (7,5), бор (7,0), бром (6,0), йод (0,25).

Питание водоносных отложений хвалынского яруса происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, дренирования грунтовых вод современных эоловых отложений, а также за счет поступления напорных вод из подстилающих отложений.

Разгрузка водоносного горизонта происходит, в основном, как грунтового потока по уклону в песчаные отложения новокаспийского яруса прибрежной зоны моря, частично они разгружаются и в соровые понижения.

Подземные воды хвалынских отложений сильно минерализованы, поэтому практического значения не имеют.

Водоупорные нижнечетвертичные отложения бакинского яруса (QIb). Морские отложения бакинского яруса на данной территории имеют ограниченное распространение. В соседних районах бакинские отложения характеризуются региональным распространением.

Бакинский ярус сложен очень плотными загипсованными зеленовато-серыми глинами, иногда песчанистыми глинами. Среди глин очень редко встречаются линзовидные тонкие прослойки глинистых песков. Во всех скважинах, вскрывающих нижнечетвертичные отложения, водопроявлений не установлено. Глинистая толща бакинского яруса имеет мощность от 10 до 84 м, залегает в подошве хвалынских водоносных отложений и служит водоупорном для них.

Воды спорадического распространения в отложениях сенона и датского яруса верхнего мела (K2sn+d). Отложения верхнего мела, начиная снизу от коньякского и кончая датским ярусом, сложены монолитными и в большинстве водонепроницаемыми породами:

мергелем, глинистым мергелем, писчим мелом, органогенными известняками, глинами карбонатными. Общая мощность отложений составляет 340 м.

Скважина, заложенная в восточной части района, прошла по безводным четвертичным отложениям и на глубине 10 м в рыхлых породах мела встретила воду. Уровень установился на глубине 4,2 м. Вода по химическому составу хлоридная натриевая с минерализацией 26-76 г/л.

Подземные воды сенон-датских отложений питаются за счет инфильтрации атмосферных осадков. Одновременно подпитываются солеными водами четвертичных отложений, с которыми в ряде случаев гидравлически связаны. Поэтому можно предполагать, что разгрузка их идет теми же путями, как и четвертичных отложений.

Водоносный комплекс сеноманских отложении верхнего, мела (К2с). По литологическому составу сеноманский ярус представлен снизу песками, песчаниками, переходящими в алевриты и глины. Общая мощность отложений составляет 15-24 м.

Водоносность семоманских песков и песчаников изучена слабо.

В западной части территории (Кр.Долгинеп) сеноманский водоносный комплекс вскрыт на глубине 360-386 м. Водовмещающими являются пески и песчаники мощностью 5-6 м. В подошве водоносных отложений залегают глины верхнего альба.

Пьезометрический уровень устанавливается на абсолютной отметке 18,5 м. Дебиты скважин составляют до 0,4 л/сек при понижении уровня на 7 м. Невысокая водообильность отложений обусловлена преобладанием глинистых отложений.

Воды соленые. Температура воды - 25°С. По химическому составу воды хлоридные натриевые.

В южной части района подземные воды сеномана могут быть использованы для обводнения пастбищ.

Водоносный комплекс нижнего мела (К1al). На данной территории самым мощным по водообильности считается водоносный комплекс отложений альба. В нем выделяется целый ряд водоносных горизонтов и слоев, четкие границы между которыми отсутствуют.

Водовмещающие породы альбского комплекса представлены тонко- и мелкозернистыми песками, песчаниками, переслаивающимися с алевритами и глинами. Мощности отдельных слоев невыдержанны (от 5 до 10 м, реже 10-25 м). В связи с этим не представляется возможным выделить самостоятельные водоносные горизонты. Общая мощность водоносного комплекса достигает 465 м.

Альбский водоносный комплекс имеет повсеместное распространение на описываемой территории. В южной части месторождений Арыстановское, он залегает на глубине 500-900 м. Уровни подземных вод устанавливаются на (+2) - (+21) м.

В этом районе, где отложения альбского комплекса слагают свод и перекрыты маломощными четвертичными глинистыми образованиями, намечается пьезометрической поверхности артезианских вод и уменьшение дебитов скважин. При этом гидроизопьезы подтверждают значительное падение напоров в водоносной системе в направлении к югозападной части свода антиклинали. Полной открытой разгрузки альбских вод в районе не установлено. Несомненно, что на площадях непросыхающей поверхности Большого Сора

четвертичные отложения подпитываются, в какой-то степени, напорными водами альба.

Химический состав вод альбского комплекса в северной части района характеризуется высокой степенью метаморфизации с переходом в хлоридные натриевые.

В водах альбских отложений присутствуют некоторые микроэлементы и растворенные газы. Из них в заметном количестве встречается бром. Для района Арыстановское поднятия характерно резкое увеличение его содержания, особенно на северном склоне структуры.

На месторождении Арыстановское прогиба содержание брома в подземных водах составляет 1-2 мг/л (в солоноватых водах). В сводовой части антиклинали содержание резко увеличивается до 106 мг/л. По северному склону антиклинали отмечается высокое содержание брома до 347 мг/л.

Из других микроэлементов в альбских водах содержатся (мг/л): медь (0,002), цинк (0,06), свинец (0,005), мышьяк (0,0025), ртуть (0,002), фосфор (0,005), йод (3,0), фтор (0,2), бор (5,0), марганец (12,0), барий (4,0-7,0).

В составе растворенных газов преобладает азот (58-78%), в значительно меньших количествах встречаются метан и углекислота.

Из числа наиболее распространенных в районе подземных вод альбским водам придается особое значение. В южной части района солоноватые воды используются для обводнения пастбищ.

В геологическом плане грунты представлены маломощными верхнечетвертичными супесями и идентичными суглинками, которые подстилаются песчаниками мелового возраста. Грунты повсеместно засолены, загипсованы и характеризуются высокой коррозийной активностью по отношению к железу. Грунты покровного комплекса в значительной степени облессованы.

1.1.3.2.1. Свойства и состав пластовых вод

Для определения свойств и состава пластовых вод отобрано всего 117 проб воды из 60-ти скважин. После составления Проекта разработки по состоянию на 01.07.2020 отобрано 18 проб из 18 скважин.

К имевшимся ранее данным добавлены результаты исследований 81 пробы из 46 скважин, большинство из которых исследованы в промысловой лаборатории ТОО «Кен-Сары» и 5 проб – в лабораториях институтов КазНИГРИ, КазНИПИ и НИПИнефтегаз.

Из общего количества 45 проб из 23 скважин не приняты к расчетам из-за резких отличий в составе и минерализации. Еще 5 пробы из 4 скважин не рассматривались при расчетах, так как они отобраны из 2-3 горизонтов совместно, а также 2 пробы характеризуют воды пермотриасовых отложений.

В таблице 1.1.3.1 приведен состав и основные физико-химические параметры пластовых

вод в среднем по горизонтам. Исследованы пробы воды по продуктивным горизонтам Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI.

Пластовые воды юрских отложений месторождения Арыстановское обладают схожими гидрохимическими параметрами по горизонтам и представляют собой хлоркальциевые рассолы, общая минерализация которых составляет от 153,0 г/л до 185,7 г/л. Четкой зависимости минерализации от глубины залегания по имеющимся данным не выявляется. Плотность в поверхностных условиях – 1,104-1,128 кг/м^3.

По соотношению компонентов состав пластовых вод юрского комплекса также характеризуется постоянством. По концентрации хлориды преобладают над щелочными металлами (натрий, калий), также воды заметно обогащены кальцием, содержание которого значительно преобладает над магнием. Воды обладают невысокими содержаниями сульфат- и гидрокарбонат-ионов.

Реакция вод от кислой до почти нейтральной, показатель pH изменяется в среднем от 5,7 до 6,9 д.ед. Вязкость вод в стандартных условиях составляет 1,27-1,45 мПа*с, в пластовых условиях – 0,33-0,40 мПа*с.

Таблица 1.1.3.1 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов и примесей, г/м^3		**Количество исследованных**		**Диапазон изменения**	**Среднее значение**
		скважин	**проб**		
1		**2**	**3**	**4**	**5**
Горизонт Ю-I					
Плотность, г/см^3		1	1	-	1.126
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		1	1	-	1.41
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		1	1	-	0.42
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		-	-	-	-
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	1	1	-	111136.4
	SO_4-	1	1	-	11.5
	HCO_3^-	1	1	-	183.0
	CO_3^{2-}	1	1	-	-
	Ca^{2+}	1	1	-	16169.2
	Mg^{2+}	1	1	-	1720.1
	Na^+K^+	1	1	-	50747.3
Общая минерализация, г/м^3		1	1	-	180515.8
Горизонт Ю-VI					
Плотность, г/см^3		4	4	1.115-1.136	1.124
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		2	2	1,41-1,46	1.44
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		2	2	-	0.40
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		-	-	-	-
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	4	4	105818.3-118055.4	110261.2
	SO_4-	4	4	4.9-70.9	35.4
	HCO_3^-	4	4	109.8-311.1	181.0
	CO_3^{2-}	-	-	-	-
	Ca^{2+}	4	4	1662.8-16815	12865.9
	Mg^{2+}	4	4	972.8-3392.6	1901.2
	Na^+K^+	4	4	43476.9-66951.9	53598.9
Общая минерализация, г/м^3		4	4	169611.2-192124.1	178843.6
Горизонт Ю-VII					

Плотность, г/см^3		2	3	1.116-1.131	1.121
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		2	2	1.29-1.44	1.37
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		2	2	-	0.39
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		2	3	6.2-6.3	6.3
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	2	3	94123.9-114595.9	103487.1
	SO_4-	2	3	0-59	20.8
	HCO_3^-	2	3	42.7-97.6	74.5
	CO_3^{2-}	2	3	-	отс
	Ca^{2+}	2	3	10066.5-17921.3	13604.5
	Mg^{2+}	2	3	1792.1-4144.9	3012.6
	Na^+K^+	2	3	41715.8-50931.6	46029.5
Общая минерализация, г/м^3		2	3	150193.3-186020.2	166455.1
Горизонт Ю-VIII					
Плотность, г/см^3		2	2	1.125-1.131	1.128
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		1	1	-	1.45
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		1	1	-	0.36
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		1	1	-	6.90
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	2	2	81532.5-115028.4	98280.4
	SO_4-	2	2	0-4.9	2.5
	HCO_3^-	2	2	0-244	122.0
	CO_3^{2-}	2	2	-	отс
	Ca^{2+}	2	2	16513-18031.9	17272.4
	Mg^{2+}	2	2	1725.8-1909.1	1817.4
	Na^+K^+	2	2	40204-51174.5	45689.3
Общая минерализация, г/м^3		2	2	140405.1-186642.6	163523.8
Горизонт Ю-IX					
Плотность, г/см^3		5	6	1.067-1.117	1.105
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		-	-	-	-
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		-	-	-	-
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		5	6	5.2-7.1	6.1
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	5	6	90014.6-127230.1	111551.2
	SO_4-	5	6	0-57.3	9.6
	HCO_3^-	5	6	24.4-292.8	114.9
	CO_3^{2-}	5	6	0-11.1	1.9
	Ca^{2+}	5	6	7320.6-17615.2	13117.2
	Mg^{2+}	5	6	1884.8-3295.4	2376.7
	Na^+K^+	5	6	42405.1-73176.8	58529.4
Общая минерализация, г/м^3		5	6	146548.4-207028.7	185699.6
Горизонт Ю-X					
Плотность, г/см^3		8	18	1.081-1.133	1.114
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		3	3	1.28-1.34	1.32
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		3	3	0.33-0.40	0.36
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		7	17	4.4-6.6	5.6
Содержание ионов, г/м^3	$C1^-$	8	18	80790.6-130927	102725.0
	SO_4-	8	18	0-133.3	23.8
	HCO_3^-	8	18	29.3-2970.7	418.8
	CO_3^{2-}	8	18	-	отс
	Ca^{2+}	8	18	8236.4-17835.6	13528.3
	Mg^{2+}	8	18	1094.4-5645.6	2573.1
	Na^+K^+	8	18	33420-55292	43901.0
Общая минерализация, г/м^3		8	18	123288.4-191851	161031.4
Горизонт Ю-XI					
Плотность, г/см^3		22	36	1.078-1.130	1.104
Вязкость в стандартных условиях, мПа*с		2	2	-	1.27
Вязкость в пластовых условиях, мПа*с		2	2	0.31-0.35	0.33
Примеси, мг/дм^3		-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		22	36	5.2-7.4	6.2

Содержание ионов, г/м^3	Cl^-	22	36	68936.4-127442.8	96919.8
	SO_4-	22	36	0-246.9	36.5
	HCO_3^-	22	36	0-1220	302.7
	CO_3^{2-}	22	36	0-250.1	8.6
	Ca^{2+}	22	36	5130.2-25600	15829.0
	Mg^{2+}	22	36	243.2-6080	2524.2
	Na^+K^+	22	36	20414.8-65766.2	39543.9
Общая минерализация, г/м^3		22	36	123288.4-186377.3	153031.8

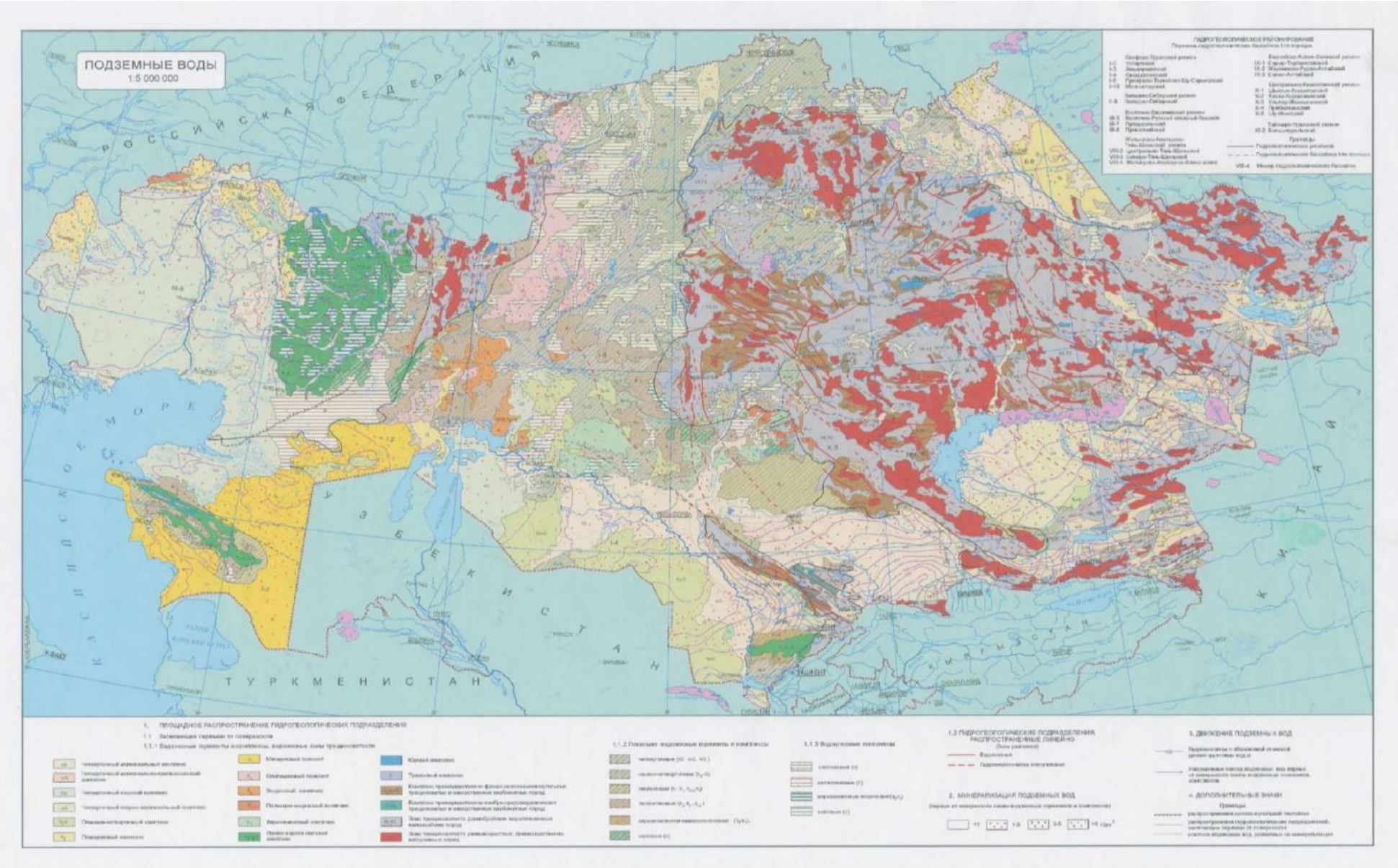


Рисунок 1.1.3.1 - Карта подземных вод

1.1.4. Характеристика геологического строения

Месторождение Арыстановское расположенное в пределах контрактной территории ТОО «Кен-Сары», открыто в 1968 году параметрической скважиной 2, где из среднеюрских отложений был получен промышленной приток нефти.

Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к отложениям средней юры: к батским (Ю-III и Ю-IV) байос-ааленским (Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) и к нижнеюрским отложениям (Ю-XI).

В настоящее время месторождение разрабатывается по Проекту разработки, выполненному по состоянию на 01.01.2021 г и утвержденному ЦКРР (Протокол ЦКРР РК №11/12 от 18.02.2021г). Настоящее Дополнение к проекту разработки выполняется по состоянию на 01.07.2024 г. После пересчета запасов пробурено 41 эксплуатационных скважин. На месторождении Арыстановское пробуренный фонд по состоянию на 01.07.2024г. составляет 145 скважины.

После даты утвержденного проекта с 01.07.2020 г. по 01.01.2022 г пробурено 10 скважин (210, 214, 233, 304, 315, 406, 409, 411, 703, 802).

За период с 01.01.2022 по 01.01.2023 г. пробурено также 10 скважин (238, 240, 308, 312, 316, 412, 415, 418, 419, 706).

За анализируемый период с 01.01.2023 по 01.01.2024 г. пробурено 11 скважин (235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504 и 507).

В период с 01.01.2024 по 01.07.2024 г. пробурено 10 скважин (204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510).

Новые скважины внесли коррективы в уточнение строения залежей.

Настоящий проект разрабатывается по геолого-геофизическим и промысловым данным всего фонда скважин, а также по результатам проведенных исследовательских работ.

1.1.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Арыстановское пробуренными скважинами вскрыты отложения пермотриасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем максимальной толщиной 5002 метров в скважине 50.

Мезозойский комплекс – MZ. Мезозойский комплекс включает отложения триасовой, юрской и меловой систем.

Триасовая система - (T). Разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и аргиллитов, окрашенных в бурые, серые, темно-серые, коричневые, зеленовато-серые, шоколадно-коричневые цвета. Вскрытая толщина колеблется от 10 м до 1966 м (скв. 50).

Юрская система - (J). На подстилающих породах юсркие отложения залегают со стратиграфическим и угловым несогласием. По имеющимся палеонтологическим и электрокаротажным данным в разрезе юры выделяются три отдела: нижний, средний и верхний.

Нижнеюрские отложения - (J_1). Нижнеюрские отложения не выделены в 11 скважинах: (7, 13, 52, 54, 60, 61, 69, 105, 127, 440, 701), в них породы средней юры залегают непосредственно на триасовых отложениях, в остальных скважинах отложения нижнего отдела присутствуют.

В литологическом отношении нижняя юра представлена переслаиванием глин, песчаников и алевролитов. Толщина яруса изменяется от 16 до 90 м. К отложениям нижней юры приурочен продуктивный горизонт Ю-XI.

Среднеюрские отложения - (J_2). Среднеюрские отложения разделяется на три части: верхнюю – келловейскую, среднюю – батскую и нижнюю – байосс+ааленскую.

Аален-байосский ярус - (J_2a+bj). Отложения аален-байосского возраста залегают со стратиграфическим и угловым несогласием, представлены чередованием песчаников, алевролитов и глин.

Толщина отложений варьирует в пределах от 308 (скв. 127) до 411 м (скв. 234). К отложениям средней юры, аален-байосскому ярусу приурочены продуктивные горизонты: Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X.

Батский ярус - (J_2 bt). Батский ярус - литологически представлен песчаниками, алевролитами, переслаивающимися с глинами. Верхняя часть яруса сложена в основном глинами. Нижняя часть представлена преимущественно песчаными породами с маломощными прослоями алевролитов и глин. Толщина батских отложений достигает 133 м (скв. 423). К отложениям средней юры, батскому ярусу приурочены продуктивные горизонты: Ю-III и Ю-IV.

Келловейский ярус - (J_2cl). Келловейский ярус сложен глинами, песчаниками и алевролитами серыми, темно-серыми. Толщина яруса изменяется от 92 (скв. 401) до 143 м (скв. 9).

Верхнеюрские отложения - (J_3). Верхнеюрские отложения залегают согласно на нижележащих и представлены осадками оксфордского и волжского ярусов.

Оксфордский ярус - (J_3ox). Отложения оксфорда представлены в основном глинами, мергелями и редкими прослойками песчаников и алевролитов. Толщина яруса изменяется от 36 (скв. 202) до 67 м (скв. 228).

Волжский ярус - (J_3v). Волжский ярус представлен толщей глинистых известняков с прослоями доломитов, мергелей и глин. Толщина волжских отложений достигает 158 м (скв. 54)

Меловая система - (К). Отложения меловой системы представлены двумя отделами: верхний и нижний.

Нижнемеловые отложения - ($К_1$). Нижнемеловые отложения представлены осадками

валанжинского, готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов.

Валанжинский ярус - (K_1v). Валанжинский ярус литологическом отношении представлен песчаниками, глинами, известняками и доломитами светло-серого и серого цвета.

Толщина валанжинского яруса изменяется от 28 (скв. 2) до 58 м (скв. 306).

Готеривский ярус - (K_1 g). Готеривский ярус. Отложения согласно перекрывают валанжинские. Разрез сложен глинами, песчано-алевритовыми породами, мергелями.

Толщина готерива колеблется от 53 (скв. 4) до 99 м (скв. 8).

Барремский ярус - (K_1b). Барремский ярус выделяется в разрезе по пестроцветной окраске пород, чем отличается от вышележащих аптских отложений. Описываемая толща сложена глинами с прослоями песчаников и алевролитов.

Толщина пестроцветной толщи колеблется от 344 (скв. 54) до 409 м (скв. 16).

Аптский ярус (K_1a). Отложения аптского яруса перекрывают барремские и имеют с ним четкую литологическую границу. Разрез аптского яруса имеет двучленное строение. Нижняя часть сложена глинистыми породами с редкими прослоями песков, песчаников, алевролитов, а верхняя представлена равномерным чередованием глинистых и песчаных пород. Толщина апта достигает 170 м (скв. 9).

Альбский ярус - (K_1al). Разрез состоит из переслаивания песков, песчаников и глин с резким преобладанием песчано-алевритовых пород, особенно в верхней части.

Толщина альбского яруса от 569 (скв. 104) до 606 м (скв. 61).

Верхнемеловые отложения - (K_2). Верхнемеловые отложения представлены сеноманским ярусом и нерасчлененной толщей турон-сенонского комплекса, который включает в себя туронский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

Сеноманский ярус - (K_2cm). Отложения сеноманского яруса представлены глинами, чередующимися с алевролитами и песчаниками. Песчано-алевролитовые породы и глины сеноманского яруса почти не отличаются от альбских.

Толщина яруса изменяется от 158 (скв. 68) до 187 м (скв. 428).

Турон-сенонский комплекс (K_2t+sn). уронская часть сложена глинами, песчаниками, известняками и мелоподобными мергелями. Вышележащая, сенонская часть разреза сложена мощной толщей переслаивания мергелей, мела, мелоподобных известняков и карбонатных глин. Мергели и карбонатные глины приурочены к сантон-кампанской части разреза. Толщина отложений колеблется от 322 (скв. 432) до 402 м (скв. 122).

Палеогеновая система - (Ꝑ). Палеогеновые отложения в пределах месторождения представлены породами дата, палеоцен-эоцена и олигоцена (палеогена).

Датский ярус - ($Ꝑ_1d$). Литологически отложения датского яруса представлены плотными органогенно-обломочными известняками с кремнистыми стяжениями.

Толщина датских отложений изменяется от 10 (скв. 506) до 17 м (скв. 223).

***Не расчлененные палеогеновые отложения* - (Ꝑ$_{1+2+3}$).** Не расчлененные палеогеновые отложения представлены зеленовато-серой мергельной толщей и розовыми алевритистыми глинами. Толщина изменяется от 417 (скв. 127) до 475 (скв. 12) м.

Неогеновая система - (N). Неогеновые отложения представлены преимущественно карбонатно-глинистыми породами и органогенными известняками-ракушниками. Породы имеют светло-серые, зеленые и бурые цвета. Толщина их изменяется от 23 до 68 м.

Четвертичная система - (Q). Четвертичные отложения. На рассматриваемой площади представлены в основном суглинками и конгломератами. Толщина их колеблется в пределах 10-15 м.

1.1.4.2. Тектоника

В тектоническом отношении месторождение Арыстановское приурочено к Арыстановской тектонической ступени, которая входит в состав Северо-Устюртско-Аральской системы прогибов и поднятий.

Представление о тектоническом строении территории по мезозойским отложениям основано на результатах интерпретации/ переинтерпретации 2011 г. материалов 3Д сейсмических исследований, проведенных на месторождении Арыстановское в 2006 г.

По ОГ J-XI отражающему горизонту (подошва Ю-XI продуктивного горизонта) структура Арыстановское представляет собой антиклинальную складку, вытянутую в северо-западном направлении, по оконтуривающей изогипсе -2870 м размерами 13,8 х 4,2 км и амплитуде до 110 м, осложнена тектоническими нарушениями, в основном, субмеридионального направления различной протяженности, в большинстве незначительной амплитудой смещения. Структура представлена двусводовым поднятием Западным и Восточным, отделенным небольшим прогибом, разбита дизъюнктивными нарушениями на двенадцать блоков (граф. прил. 1).

Наиболее крупным является Западный свод, по замкнутой изогипсе -2840 м имеет размеры 8,0 х 3,0 км и амплитуду до 80 м, малоамплитудными тектоническими нарушениями F_1-F_9, разбит на блоки с I по IX. На Западном своде пробурены практически все скважины.

Восточный свод меньших размеров контролируется с запада тектоническим нарушением F_{10}, представлен изометричным куполом, по замкнутой изогипсе -2850 м имеет размеры 3,8 х 2,2 км, характеризуется более крутым погружением, чем Западный свод. Нарушениями F_{10} и F_{11} делит структуру на блоки X, XI. В блоках VII, VIII, X, XI частично нижнеюрские отложения размыты.

По ОГ J-VII отражающей поверхности (Ю-VII продуктивный горизонт) структура унаследована (граф. прил. 2). Замок Западного свода локализуется в районе скважины 708 и

приподнят до отметки -2520 м. Второй небольшой по размерам свод закартирован в районе скважины 52 (блок VIII) до отметки -2540 м. В пределах Восточного свода замок свода локализуется в районе скважин 54, 61, приподнят до изогипсы -2540 м, осложнен нарушениями F_{10} и F_{11}.

Выделено двенадцать основных тектонических нарушений (F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6 , F_7, F_8, F_9, F_{10}, F_{11}, F_{12}), осложняющих структуру и разбивающих ее на блоки (I, II, III, IV, V,VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII).

Влияние тектонических нарушений на строение залежей видно на всех структурных картах по кровле коллекторов. Большая часть закартированных нарушений являются контролирующими, разграничивая залежь на участки с различными отметками ВНК или разным характером насыщения. Также некоторые спорадически прослеживающиеся небольшой продолжительности нарушения, особенно в I и IV блоках являются экраном, деля блок на подблоки, например в I блоке на Iа и Iб (залежи Ю-VIIб, Ю-VIIIб, Ю-VIIIв, Ю-XI), в IV блоке на IVа и IVб (залежи Ю-VIIб, Ю-IX, Ю-Xб).

За основу структурных построений принята геостатическая модель, созданная по данным сейсморазведки 3Д, выполненная в 2011 г, компанией ТОО «PGDServices» и данным бурения.

1.1.5. Характеристика почвенного покрова

В соответствии с природно-сельскохозяйственным районированием земельного фонда Республики Казахстан, территория исследования относится к Арало-Каспийской провинции серо-бурых почв и Южно-пустынной биоклиматической подзоне.

Почвы рассматриваемой территории прошли длительный путь развития на отложениях сарматского возраста на Центрально-Мангышлакском плато.

Зональным типом являются серо-бурые пустынные почвы. Эти почвы в большинстве своем в различной степени засоленные, солонцеватые и образуют сложные комбинации с солонцами пустынными, такырами и солончаками. Формирование почв происходит здесь на суглинистых часто засоленных породах с близким подстиланием сарматских известняков.

Серо-бурые почвы — автоморфные почвы пустынной зоны. Формируются они в основном на элювии коренных пород кайнозойских плато, а также на древнем пролювии предгорий. Почвообразующие породы на плато преимущественно супесчаные и пылевато-суглинистые. Мелкозем обычно содержит щебнистые включения, образующие вкрапины и на поверхности почвы. Мощность мелкоземистого слоя колеблется в пределах 50-200 см; ниже на плато залегают плотные осадочные породы — известняки, песчаники и мергели.

Морфологическое строение серо-бурых почв довольно однообразно. Поверхность груботрещиноватая, бугорчатая. Сверху выделяется ячеисто-пористая, неплотная светло-серая

корка (2-5 см), затем расположен тонкослоеватый рыхлый слой (3-6 см), переходящий в бурый, плотный, глыбисто-комковатый горизонт с признаками солонцеватости (10-20 см). На поверхности и в профиле почвы заметны включения щебня, количество которого с глубиной возрастает.

Серо-бурые почвы развиваются на засоленных коренных отложениях. В то же время длительное промывание атмосферными осадками уменьшает количество водно-растворимых солей в верхней части почвенного профиля. Этому способствует и сравнительно легкий механический состав слагающих такие почвы отложений. Серо- бурые почвы, как и другие автоморфные почвы пустынь, бедны гумусом. Это объясняется интенсивной минерализацией органического вещества в почве в условиях сухого пустынного климата. В средней, наиболее увлажненной части профиля отмечается некоторое оглинение и увеличение емкости обмена как результат более интенсивного выветривания отложений на месте. На этой же глубине наблюдается более интенсивное окрашивание профиля в бурые тона. На легких же отложениях побурение в профиле почв выражено резче.

Содержание водно-растворимых солей в серо-бурых почвах в большинстве случаев незначительно — менее 0,5%. В нижней части профиля, на глубине 25-35 см, начинается увеличение количества солей до 2 %. На этой же глубине обычно появляются мелкокристаллические выделения гипса, которые книзу переходят почти в сплошной гипсоносный слой в коренном залегании. Количество гипса в таких случаях нередко превышает 50%.

Карбонаты в серо-бурых почвах образуют максимум в верхней части профиля. Это связано с биогенным происхождением карбонатов. Карбонатность высокая, достигает 16%. Гумуса мало, чаще всего 0,5-0,7%, иногда до 1,2%. В соответствии с гумусом незначительно и количество общего азота — 0,03-0,05%.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы по бурению скважин, находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов.

Объекты площади оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обусловливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность,

агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами.*

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обусловливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км^2 на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км^2. Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и

нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

• очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колей - около 10 % от общей протяженности;

• сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колей, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40 %;

• умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30 %;

• слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20 %.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по

отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

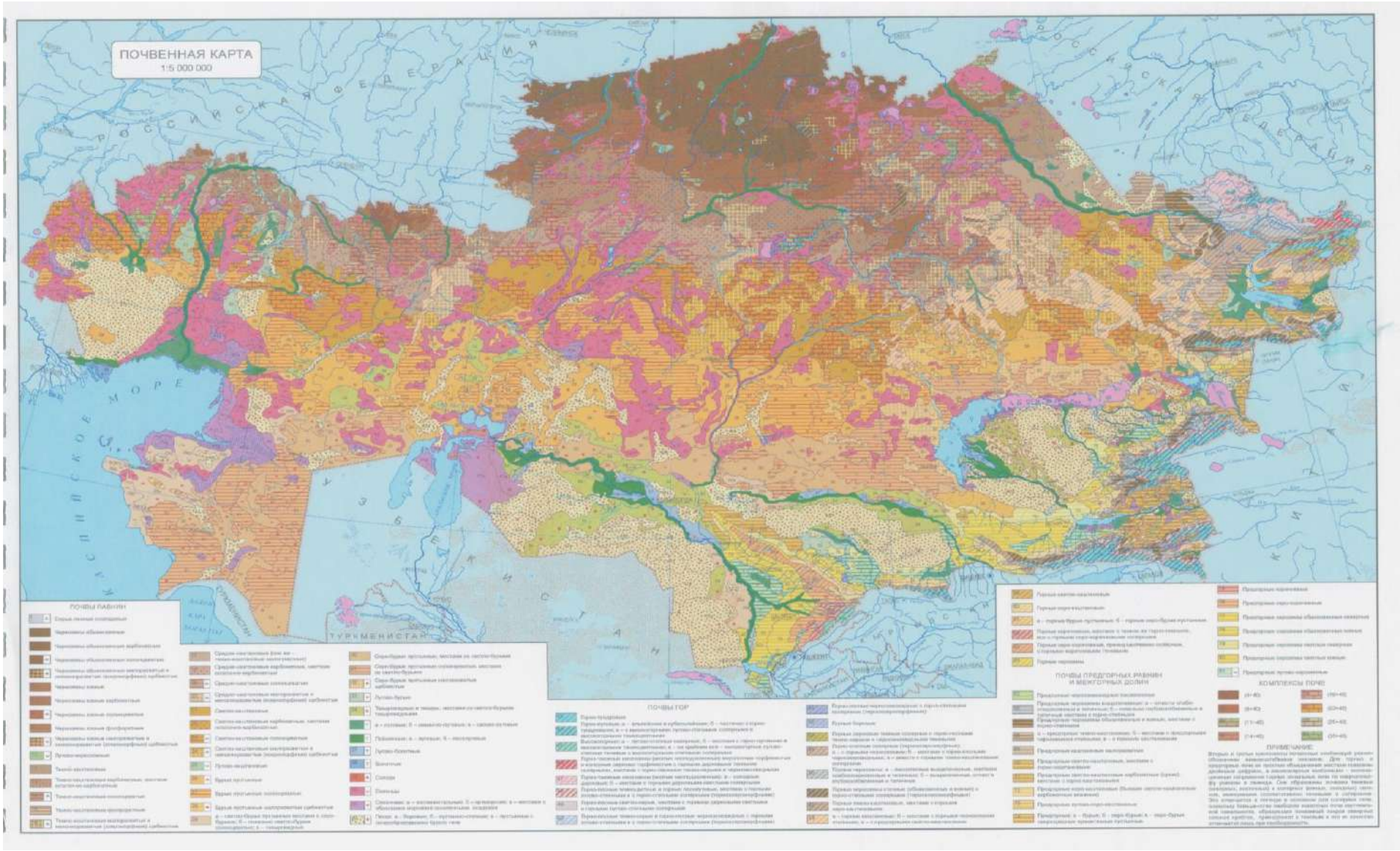


Рисунок 1.1.6.1 - Почвенная карта

1.1.6. Характеристика растительного покрова

Месторождение расположено на плато Мангышлак и по ботанико-географическому районированию относится к Центрально-Мангышлакскому округу Западно-Северотуранской подпровинции, Северотуранской провинции (Сафронова, 1996). Здесь преобладают зональные серо-бурые почвы под белоземельнополынной и биюргуновой растительностью.

По составу жизненных форм на территории месторождения 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.

Ландшафтным растением, участвующим в сложении наиболееаспространенных сообществ, является полынь белоземельная. Широкое распространение полыни белоземельной и разнообразие сообществ, в которых она доминирует, объясняется большой экологической приспособляемостью и нетребовательностью к почвам. Полынь белоземельная - многолетний полукустарничек 15-30 см высотой, при основании деревянистый. Это хорошее кормовое растение пустынь.

На территории месторождения наиболее распространены несложные по составу одно-двухкомпонентные сообщества с преобладанием полыни белоземельной.

Белоземенльно-полынное сообщество с привнесенными редкими эфимерами, солянками и сорнотравьем. Видовая насыщенность белоземельно-полынных сообществ 15-20 видов, проективное покрытие почвы растениями 40-60%, урожайность колеблется в пределах 3-5 ц/га сухой массы.

Биюргуновое сообщество с белоземельно-полынно-солянково-эфимеровыми включениями. Отличительной особенностью биюргунников на зональных почвах является большое обилие эфемеров - клоповника пронзеннолистого, мортука восточного и однолетних солянок - галимокнемисов твердоплодного и Карелина, гиргенсонии, сведы заостренной, солянки олиственной, эбелека, кейреука, торгайота, лебеды татарской, образующих биюргуново-эфемеровое, биюргуново-солянковое сообщества. Проективное покрытие почвы растениями составляет 30-40%, урожайность 0,5-2,5 ц/га сухой массы, средняя высота растений 5-15 см.

Природно-климатические особенности территории и режим хозяйственного использования сильно ограничивают биологическое разнообразие флоры. Вероятность встречаемости краснокнижных и эндемичных видов очень низка, так как эта территория давно находится в хозяйственном использование, и растительный покров достаточно сильно трансформирован.

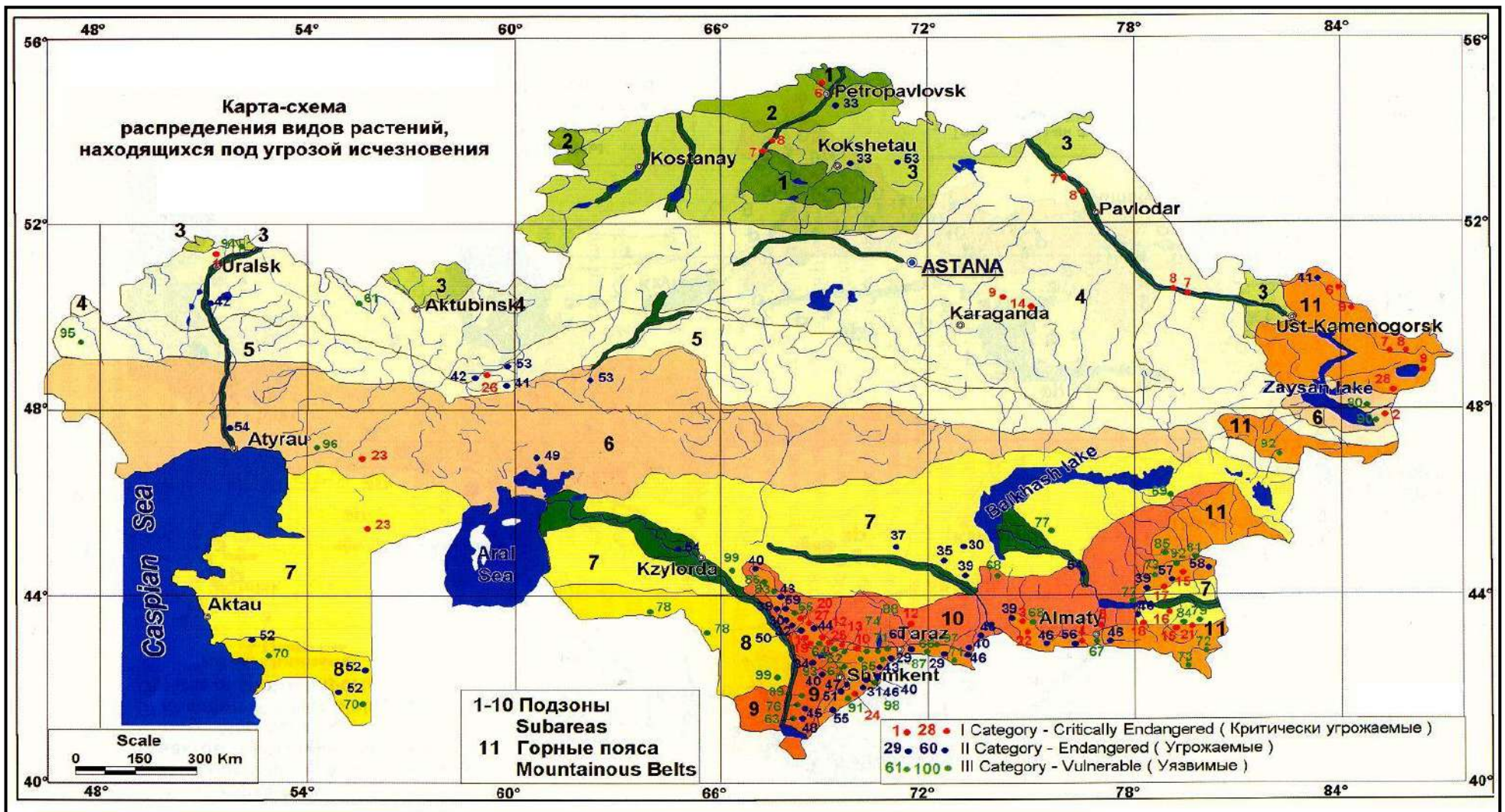
Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана

Природно-климатические условия территории и режим хозяйственного использования ограничивает биологическое разнообразие флоры и растительности.

Редкие виды растений произрастают преимущественно в долине реки Урал.

Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение встречаются адонис весенний, василек Талиева, ковыль уклоняющийся, люцерна Комарова, тюльпан Шренка, тюльпан Биберштейна.

Карта-схема распределения видов растений, находящихся под угрозой исчезновения, представлена на рисунке 1.1.7.1.



Легенда к карте – схеме распределения видов растений, находящихся под угрозой исчезновения

Критически угрожаемые - Critically Endangered

1. Ковыль уклоняющийся
   Stipa anomala
2. Лук дернистый
   Allium caespitosum
3. Тюльпан Регеля
   Tulipa regeli
4. Тюльпан Островского
   Tulipa ostrovskiana
5. Юнона алмаатинская
   Juno almaatensis
6. Башмачок пятнистый
   Cypripedium guttatum
7. Башмачок настоящий
   C.calceolus
8. Башмачок крупноцветный
   C.macranthon
9. Надбородник безлистный
   Epipogium aphyllum
10. Тополь беркаринский
    Populus berkarensis
11. Строгановия коренастая
    Stroganowia robusta
12. Качим аулиеатинский
    Gypsophila aulieatensis
13. Ленец Минквица
    Thesium minkwitzianum
14. Барбарис каркаралинский
    Berberis karkaralensis
15. Астрагал чарынский
    Astragulus tscharynensis
16. Астрагал джимский
    Astragalus dshimensis
17. Кахрис Гердера
    Cachrys herderi
18. Ферула илийская
    Ferula iliensis
19. Шренкия пушистоцветная
    Schrenkia lachnata
20. Ложная шандра пустынноколосниковая
    Pseudomarrubium eremostachydioides
21. Иконниковия Кауфмана
    Ikonnikowia kaufmanniana
22. Недзвецкия семиреченская
    Niedzwedzkia semiretchenskia
23. Марена меловая
    Rubia cretacea
24. Островский великолепная
    Ostrowskia magnifica
25. Криптокодон одноглавый
    Cryptocodon monocephalus
26. Наголоватка мугоджарская
    Jurinea mugodsharica
27. Щитовник мынжилкенский
    Dryopteris mindshilkensis
28. Ромашник Келлера
    Pyrethrum kelleri

Угрожаемые - Endangered

29. Жестковенечник пятирогий
    Sclerotiaria pentaceros
30. Таволгоцвет Шренка
    Spiraeanthus schrenkianus
31. Лук пскемский
    Allium pskemense
32. Лук Сергея
    Allium sergii
33. Горицвет (+ адонис) весенний
    Adonis vernalis
34. Полынь цитварная
    Artemisia cina
35. Курчавка вальковатолистная
    Atraphaxis teretifolia
36. Курчавка Мушкетова
    Atraphaxis muschketovii
37. Смолевка бетпакдалинская
    Silene betpakdalensis
38. Ферула сюгатинская
    Ferula sugatensis
39. Тюльпан Альберта
    Tulipa alberti
40. Тюльпан Грейга
    Tulipa greigii
41. Ятрышник шлемовидный
    Orchis militaris
42. Шпажник черепитчатый
    Gladiolus imbricatus
43. Аллохруза качимовидная
    Allochrusa gypsophiloides
44. Козелец тау-сагыз
    Scorzonera tau-saghyz
45. Эремурус Иларии
    Eremurus hilariae
46. Иридодиктиум Колпаковского
    Iridodictyum kolpakowskianum
47. Юнона великолепная
    Juno magnifica
48. Спаржа Введенского
    Asparagus vvedenskyi
49. Жузгун печальный
    Calligonum triste
50. Песчанка турланская
    Arenaria turlanica
51. Резуха Попова
    Arabis popovi
52. Катран беззубый
    Crambe edentula
53. Росянка круглолистная
    Drosera rotundifolia
54. Альдрованда пузырчатая
    Aldrovanda vesiculosa
55. Бадан угамский
    Bergenia ugamica
56. Молочай Ярослава
    Euphorbia jaroslavii
57. Волосореберник Голосокова
    Pilopleura goloskokovii
58. Семеновия Рубцова
    Semenovia rubtzovii
59. Наголоватка превосходная
    Jurinea eximia
60. Кузиния Вавилова
    Cousinia vavilovii

Уязвимые – Vulnerable

61. Тонконог жестколистный
    Koeleria sclerophylla
62. Меч-трава обыкновенная
    Cladium mariscus
63. Физандра солончаковая
    Physandra halimocnemis
64. Рафидофитон Регеля
    Rhaphidophyton regelii
65. Бочанцевия каратавская
    Botschantzewia karatavica
66. Лжепустынноколосник Северцова
    Pseudoeremostachys sewerzowii
67. Пастераноковник ледниковый
    Pastinacopsis glacialis
68. Канкриниелла Крашенинникова
    Cancriniella krascheninnikovii
69. Пушистотычиночник лопатчатый
    Pterigostemon spathulatum
70. Мягкоплодник критмолистный
    Malacocarpus crithmifolius
71. Казаполянский туркестанский
    Kasapoljanskia turkestanica
72. Метастахис стреловидный
    Metastachys sagittata
73. Плагиобазис васильковый
    Plagiobasis centauroides
74. Аутумналия Бочанцева
    Autumnalia botschantzevii
75. Трихантемис аулиеатинский
    Trichanthemis aulieatensis
76. Тюльпан Королькова
    Tulipa korolkovii
77. Тюльпан Бемовский
    Tulipa behmiana
78. Тюльпан Леманновский
    Tulipa lehmanniana
79. Астрагал Рубцова
    Astragalus rubtzovii
80. Астрагал беловойлочный
    Astragalus candidissimus
81. Астрагал копальский
    Astragalus kopalensis
82. Астрагал почтитройчатый
    Astragalus subternatus
83. Остролодочник колючий
    Oxytropis echidna
84. Остролодочник Недзвецкого
    Oxytropis niedzweckiana
85. Стеллероопсис тянь-шанский
    Stelleropsis tianschanica
86. Цельнолистник Евгения Коровина
    Haplophyllum eugenii-korovinii
87. Шренкия Культиасова
    Schrenkia kultiassovii
88. Щуровския Маргариты
    Schtschurowskia margaritae
89. Хеталимон щетинистый
    Chetolimon setiferum
90. Марена Резниченко
    Rubia rezniczenkoana
91. Угамия ангренская
    Ugamia angrenica
92. Рябчик бледноцветковый
    Fritillaria pallidiflora
93. Шафран Королькова
    Crocus korolkowii
94. Смолевка меловая
    Silene cretacea
95. Кувшинка белая
    Nymphaea alba
96. Льнянка меловая
    Linaria cretacea
97. Тюльпан Зинаиды
    Tulipa zenaidae
98. Тюльпан Кауфмана
    Tulipa kaufmanniana
99. Тюльпан Борщова
    Tulipa borszczowii (Приаралье, Кызылкумы)
100. Жимолость каратовская
    Lonicera karataviensis

Рисунок 1.1.7.1 – Карта-схема распределения видов растений, находящихся под угрозой исчезновения

1.1.7. Характеристика видового состава животных

Зоологические исследования восточного побережья Каспия и Мангышлака начаты со второй половины 18 века экспедицией академика С.Г. Гмелина. Затем последовали экспедиции Войновича (1781-82 гг.), Эверсмана (1825-26 гг.) и Г.С. Карелина (1832-1836 гг.), на основании которых последним автором были составлены списки животных и растении, содержащие около 700 видов (птиц 115 видов, млекопитающих 32, пресмыкающихся 17, рыб 31, пауков 4, насекомых 200 и растений 280 видов). Спустя 50 лет на п-ове Мангышлак и п-ове Бузачи побывал А.А.Остроумов (1888). В Советское время масштабные работы, связанные с освоением и эксплуатацией природных богатств, осуществлялись экспедициями Академии Наук СССР и Академии Наук КазССР. Зоологические исследования тщательно обобщены В.С. Залетаевым (1968 г.), проведшим на восточном побережье Каспия около 10 сезонов (1951-60 гг.). Им предложена классификация биотопов, насчитывающая 40 разновидностей.

Огромная практическая работа, связанная с ежегодным мониторингом грызунов и сдерживанием их численности в целях предупреждения вспышек особо опасных инфекций, проводится около 50 лет работниками противочумной службы области.

С организацией в 1984 году Устюртского заповедника штатом научных работников в г. Новый Узень (ныне Жанаозен) исследования динамики экосистем были постановлены на круглогодичную основу, что является важной предпосылкой для выяснения многих экологических и зоогеографических вопросов, а также изучения биологии некоторых хозяйственно важных групп и видов животных.

Мангистауская область в зоогеографическом отношении относится к Средиземноморской подобласти, Ирано-Туранской провинции, Туранскому округу.

Фауна этого региона представлена специфическими видами, приспособленными к суровым условиям пустыни.

На данной территории обитают около 46 видов млекопитающих, в том числе грызунов - 18 видов, зайцеобразных - 1, хищных - 13, парнокопытных - 3, насекомоядных - 4 и рукокрылых - 7 видов.

Характерными представителями млекопитающих являются: длинноиглый еж, заяц-песчаник, большая песчанка, краснохвостая песчанка, суслики (2 вида), тушканчики (7 видов), мелкие мышевидные, хорь-перевязка, каракал, устюрский муфлон.

Широко распространены в пустынных ландшафтах грызуны-переносчики и носители опасных инфекций (тушканчик-прыгун, емуранчик и мохноногий тушканчик, серый хомячок, тамарисковая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки и др.).

Здесь встречаются волк, лиса и корсак, ласка, степной хорь и перевязка, с юга проникают шакал и даже медоед.

Следующая, не менее интересная группа животных, - копытные млекопитающие. Она насчитывает 4 вида животных: устюрский горный баран, джейран, кулан и сайгак.

Из ***земноводных*** здесь в наиболее влажных местах встречается зеленая жаба - единственный представитель своего класса в пустынях Казахстана. Этот вид имеет довольно высокий уровень приспособляемости, вследствие чего способен переносить сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные солоноватые водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды - реках. Откладка икры растянута до середины лета.

Пресмыкающиеся представлены, по крайней мере, 27 видами, в том числе 17 видов ящериц, 9 видов змей и среднеазиатская черепаха.

Среди ящериц встречаются: 5 видов гекконов, 5 - агамовых, в том числе 4 круглоголовки, и 3 вида ящурок. Гекконы характерны для окраин плато Устюрт, где имеются пески и места с вертикально расчлененным рельефом.

Степная агама широко распространена как на плотных почвах, так и в песках понижений. Такырная и сетчатая круглоголовки избирают для поселения глинистые, нередко такыровидные или щебенистые участки, а круглоголовка-вертихвостка, ушастая и песчаная живут исключительно в песках.

Из змей обычны: песчаный удавчик, четырехполосый и разноцветный полоз, стрела-змея и щитомордник. Из ядовитых пресмыкающихся встречаются два вида – обыкновенный щитомордник и степная гадюка. Щитомордник принадлежит к семейству гремучих змей, его укусы очень болезненны для человека и могут приводить к смертельному исходу. Яд степной гадюки значительно слабее, но также может вызывать болезненное длительное состояние.

Животные, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан

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.

Белоухий стрелоух. Статус – III категория. Редкий вид. Эта летучая мышь относится к отряду рукокрылых. На охоту вылетает с наступлением темноты. Неторопливый полет очень похож на птичий. Стрелоуха редко удается видеть на высоте 20-25 м, обычно он ловит насекомых, медленно порхая на высоте 2-3 м от земли. У каждой самки в начале июня появляется по 2 детеныша и уже в первых числах июля они начинают летать и самостоятельно питаться.

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 - 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.

Пегий путорак (Diplomesedon pulchellum) - обитатель песчаных пустынь, размножается с марта по октябрь, в году более двух пометов, выводки до пяти детенышей. Основные объекты питания - насекомые и их личинки.

Устюртский муфлон или туркменский горный баран встречается только в пустынных низкогорьях Устюрта и Мангышлака. Редкий подвид, численность которого быстро сокращается. Статус – II категория. 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".

Джейран - изящная пустынная газель. Статус – III категория. Редкий вид. Численность и место обитания сокращаются. 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, жузгуна, 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. 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. Является видом с ограниченной численностью и ареалом. Статус II категория.

Каракал - один из редких видов кошек. Численность каракала зависит от основных объектов питания - зайца песчаника, желтого суслика и большой песчанки. Охраняется в Устюртском заповеднике, Актау-Бузачинском и Карагие-Каракольском заказниках. Статус II категория.

Пятнистая кошка довольно обычна и часто встречается на территории. По облику эта кошка сходна с домашней, иногда чуть крупнее ее. С хорошо заметными темными пятнами на туловище и черным кончиком хвоста.

Барханный кот встречается, в основном, в песчаных районах. По размерам не превышает обычную кошку, но уши у него больше. Окраска меха однотонная, песчаного цвета; неясная пятнистость и полосатость почти незаметны, лишь на конце хвоста 3 поперечных кольца. На подошвах щетки из длинных черно-бурых волос. Статус III категория. Редкий по всему ареалу вид. Для мест обитания характерно обилие грызунов.

Манул. Редкий, исчезающий по всему ареалу вид. Манул – это высокоспециализированная и редкая кошка, представляющая большой научный интерес. Основной причиной, определяющей современную численность манула, несомненно, являются антропогенные факторы: изменение и уничтожение среды обитания зверька в результате распашки земель, пастьбы домашнего скота, прямого и косвенного преследования его человеком, степные палы и лесные пожары, применение ядохимикатов в сельском хозяйстве.

Гепард. Статус I категория, исчезающий зверь. Гепард живет в пустынях различных типов. Ранее (XVIII-XIX вв.) на восточном побережье Каспийского моря и в пустынях встречался регулярно. В середине XIX века на полуострове Мангышлак и плато Устюрт этот хищник стал совсем редок. За последние 25-30 лет достоверных сведений о встречах этого хищника ничего не известно.

Толстохвостый тушканчик. Эндемичный для Казахстана вид, имеющий научное значение. Выбор местообитаний обусловлен с одной стороны слабыми и крайне специализированными для передвижения по твердой поверхности задними конечностями, а с другой стороны адаптацией к использованию с пищу зеленых растений-суккулентов. В разных частях ареала придерживается сходных местообитаний. Это участки с плотными глинистыми грунтами и низкорослой разреженной растительностью.

Птицы. Орнитокомплекс Мангистауской области в целом обеднен. В прибрежных ценозах Каспийского моря встречается до 228 видов птиц, среди которых большая часть типичных обитателей водно-болотного комплекса. В вглубь пустыни проникают обитатели луговых, древесно-кустарниковых и пустынных биотопов. 22 вида птиц относятся к категории редких и исчезающих птиц и занесены в Красную книгу РК.

По характеру пребывания распределение фауны следующее. Гнездящихся видов

относительно небольшое число - 72. Зимующие в регионе птицы представлены 10 видами. Основная масса птиц в районе встречается лишь на пролете (146 видов).

Птицы, занесенные в Красную Книгу Казахстана

В прибрежных ценозах из этой группы гнездятся малая белая цапля, колпица, пеликаны, лебедь-кликун, белоглазая чернеть и черноголовый хохотун. Также на пролете отмечены султанка, орлан-белохвост и скопа.

В наземных ценозах гнездится 5 видов из Красной книги РК. Наиболее многочисленен степной орел.

Из редких птиц возможны встречи с европейским тювиком, беркутом, саджи, куликами - сороками, джеком, орланом-долгохвостом, желтой цаплей, стервятником, султанкой.

Фламинго (Phoenicopterus roseus) - локально гнездящийся вид с сокращающейся численностью. Единственный представитель рода в фауне Казахстана. Основные места гнездования в Казахстане до настоящего времени - озеро Тенгиз, озеро Челкартениз и северо-восточное побережье Каспия. Район залива Комсомолец, соров Мертвый Култук и Кайдак до сих пор регулярно используются тысячами птиц, проводящих здесь лето и линяющих. Птицы из колонии Центрального Казахстана пролетают через исследуемые районы, увеличивая местное негнездящиеся поголовье в апреле и августе-сентябре. Через залив Комсомолец ежегодно мигрируют до 35 тысяч особей. Фламинго обычно откладывает два яйца, питается мелкими ракообразными, моллюсками, семенами водных растений.

Малая белая цапля (Egretta garzetta) - редкая птица. В Казахстане населяет только северное побережье Каспийского моря. Ориентировочно в Северном Прикаспии обитает не более 500 особей. Перелетная птица. Гнездится на деревьях. Питается мелкой рыбой, в меньшей мере - земноводными, моллюсками. Основной лимитирующий фактор - деградация мест обитания, фактор беспокойства в гнездовой период.

Каравайка (Plegadis falcinellus) - вид с резко сокращающейся численностью. В Казахстане в 40-50 гг. гнездилась по северному побережью Каспия и в низовьях р. Урал. Перелетная птица, в кладке 3-4 яйца. Охранные меры - ограничение хозяйственной деятельности вблизи колоний, предотвращение фактора беспокойства. Занесена в Красную книгу Казахстана. На Мангышлаке встречается пролетом.

Белоглазая чернеть (Aythya nyroca) - вид с резким сокращением численности. В небольшом числе гнездится на Каспии. Перелетная птица. Основной корм - вегетативная часть водных растений и их семена, реже - водные беспозвоночные. Основные лимитирующие факторы - изменение гидрологического режима, ухудшение кормовой базы, интенсивная хозяйственная деятельность человека.

Скопа (Pandion haliaetus) - в Казахстане вид, находящийся под угрозой исчезновения.

Представитель монотипического семейства и рода в мировой фауне. В прошлом обитала на многих водоемах Казахстана. Прилетает в конце марта - начале мая. В исследуемом регионе встречается только на пролете. Основные лимитирующие факторы - хозяйственное освоение водоемов, фактор беспокойства, вырубка прибрежных лесов, сокращение рыбных запасов.

Степной орел (Aquila tapax) - численность вида относительно велика, но еще недавно она быстро сокращалась. Один из самых многочисленных орлов нашей фауны. Населяет степи, полупустыни, изредка - невысокие горы или предгорья крупных хребтов. Больше других хищных птиц подвержен отрицательному антропогенному воздействию - людьми разоряется 62-85% гнезд, до 10% гибнет на проводах и опорах ЛЭП.

Орел-могильник (Aquila heliaca) - редкая птица, численность этого вида повсеместно низкая, в Казахстане распространен широко. Перелетная птица с высоко, выраженным гнездовым консерватизмом. Гнезда почти всегда устраивают на деревьях. Основные лимитирующие факторы - нарушение мест обитания, гибель на опорах ЛЭП, колебания численности кормовых объектов, нередко птенцы изымаются местными жителями по ошибке вместо беркутов для содержания в качестве ловчей птицы. Встречается только на пролёте в районе Мертвого Култука.

Беркут (Aquila chrysaetos) - редкая птица с сокращающейся численностью. Помимо гор юга и востока, обитает на Мангышлаке, в чинках Устюрта, Мугоджарах, в долине р. Сырдарья, Кызылкуме, Бетпак-Дале. Оседлая птица. Откладка яиц в марте-апреле. Основные лимитирующие факторы - прямое уничтожение при отстреле, изъятие птенцов охотниками «беркутчи», разорение гнезд, хозяйственное преобразование мест обитания, фактор беспокойства, гибель на опорах ЛЭП.

Орлан-белохвост (Haliaeetus alblcilla) - вид, находящийся под угрозой исчезновения. Перелетная птица, зимующая в Казахстане только на юге республики. Включен в Приложение 2 «Конвенции о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения». В Казахстане охраняемых территорий нет. Необходимы меры по охране, выявить и взять под охрану сохранившиеся гнезда, усилить разъяснительную работу среди населения.

Черноголовый хохотун (Larus ichthyaetus) - редкий вид с сокращающейся численностью. Одна из крупных чаек Казахстана. Наиболее крупные колонии на островах Каспия. В исследуемом районе встречается с апреля по октябрь, возможно гнездование на островах залива Комсомолец. Основная причина гибели яиц и птенцов - хищничество серебристых чаек, неблагоприятные погодные условия, посещение колоний людьми.

Орлан-долгохвост (Haliaeetus leucorhyphus) – Статус I категория. Вид, находящийся под угрозой исчезновения. Летние встречи предполагают гнездование вида в Западном Казахстане (нижние течения р. Урал, Мангышлак). Гнездиться в феврале-марте на деревьях и заломах тростника. В кладке обычно 2 яйца. Основные лимитирующие факторы – сокращение пригодных мест обитания (при сочетании кормных водоемов с безопасными для гнездования местами), фактор

беспокойства, браконьерство, а также случайная гибель в капканах и ЛЭП.

Краснозобая казарка (Branta ruficollis) – представитель монотипичного рода. Статус II категория. Узкоареальный, сокращающийся в численности вид. На Мангышлаке встречается пролетом во время миграции через западную половину Казахстана. Гнездится колониально.

Европейский тювик (Accipiter brevipes) – Редкая птица с европейским ареалом. Гнездиться в Казахстане только в поймах р. Урал. Малоизученный вид. Статус IV категория. Встречается на пролете через Западный Казахстан.

Дрофа (Otis tarda) – представитель политипического пода. Статус II категория. Вид, численность которого относительно высока, но катастрофически снижается.

Желтая цапля (Ardeola ralloides) – гнездится в Прикаспии и в низовьях р. Сырдарья. Это единственный из 5 представителей тропического рода косматых цапель, населяет Африку и Южную Азию. Гнездится в тростнике колониями с другими цаплями. Редкая и малоизученная птица.

Султанка (Porphyria poliocephalus) – единственный представитель политипического рода в фауне СНГ. Статус II категория. Гнездится по побережью Каспийского моря на северо-востоке от р. Урал до Мертвого Култука. Основной лимитирующий фактор - сокращение мелководий, ухудшение гидрологического режима водоемов, браконьерство и фактор беспокойства в гнездовой период.

Филин (Budo budo). Статус 2-я категория. Редкий вид, с сокращающейся численностью. Политипичный вид, образующий ряд подвидов. Эвритопный вид, населяющий пустынные и степные территории. Может быть встречен по всей территории Мангышлака. Самая крупная птица отряда совообразных. Ведет оседлый и кочующий образ жизни в небольшом числе гнездится в регионе. Перья этой птицы используются для украшения женской национальной одежды.

Саджа (Syrrhaptes paradoxus). Редкая птица отряда голубеобразных в Казахстане. Широко распространена на гнездовье в пустынях, полупустынях и в южной части степной зоны. Залеты саджи возможны в любую точку Казахстана. Встречается на Мнгышлаке с марта по октябрь, численность вида снижается.

Стервятник (Neophron percnopterus) – распространен от Мангышлака до Алакольской впадины. Населяет пустынные горы и предгорья высоких гор. Это поздно прилетающая птица. Встречается с апреля по сентябрь. Численность в последние годы значительно снизилась.

Дрофа-красотка или Джек (Otis undulate) – вид, находящийся под угрозой исчезновения. Статус I категория. В настоящее время сохранился лишь в наиболее глухих, мало посещаемых человеком районах северной части Прикаспия, Казахстана, Узбекистана, Туркмении и Тувы. Основные лимитирующие факторы – деградация местообитаний как следствие освоения человеком полупустынных и пустынных районов, неконтролируемая охота

на местах зимовок, браконьерство, усиление фактора беспокойства.

Насекомые представлены самым многочисленным типом – Членистоногие (Arthropoda). К наиболее распространенным относится классы паукообразных (скорпион, тарантул, каракурт, фаланга, клещи), многоножек (мокрицы, сколопендры) и обилие класса насекомых (саранчовые и сверчки, муравьи, жуки, комары, стрекозы и др).

Многие виды беспозвоночных животных служат переносчиками и хранителями опасных заболеваний. Так, здесь в небольшом количестве могут встречаться комары из рода анофелес (Anopheles maculipennis), которые переносят плазмодий малярии и поддерживают очаги этой болезни.

Из других видов беспозвоночных очень опасны клещи и блохи, переносящие такие заболевания, как чума, клещевой возвратный тиф, крымская геморрагическая лихорадка. Клещи рода Ornithodorus широко распространены в пустынных районах. Это обычные паразиты диких млекопитающих – норников, рептилий и, реже, птиц. Особенно много этих клещей в поселениях больших песчанок. Клещ Ornithodoros papillipes является основным переносчиком спирохет. Вызываемая ими болезнь называется спирохетоз или клещевой возвратный тиф. В природе клещи заражаются спирохетами, питаясь на диких животных – грызунах, ежах и т.д., причем спирохеты сохраняются в организме клещей в течение всей жизни и передаются от самки через яйца ее многочисленному потомству.

Из ядовитых беспозвоночных животных наиболее опасен такой вид как каракурт (Latrodectus mactans tredecimguttatus). Особенно ядовиты самки этого вида пуков. Обитает каракурт преимущественно на сухих, открытых пространствах, иногда проникая в населенные пункты. Размеры этого паука довольно крупные. Диаметр его почти шарообразного тела у самцов около 1 см, у самок – 1,5 см. Окраска каракуртов бархатисто-черная, у самки иногда бывает на конце брюшка ярко-красное пятно.

Встречается также ядовитый паук южнорусский тарантул (Lycosa singoriensis). Укус тарантула напоминает по болезненности укус осы и вызывает небольшую опухоль. Этот паук не вьет паутины и живет в глубоких норках. По ночам тарантул обычно охотится около своей норки, нападая на приближающихся насекомых и даже на ящериц.

К числу ядовитых в рассматриваемом районе относятся пестрый скорпион (Buthus eupeus) и черный скорпион (Orthochirus scrobiculosus). Скорпионы не похожи на паука, но относятся к классу паукообразных. Длина тела пестрого скорпиона достигает 65 мм. Скорпионы исключительно ночные животные. С наступлением рассвета они прячутся под камнями, в углублениях почвы и т.д.

Характерным и наиболее крупным паукообразным в районе исследований является фаланга или сольпуга. В некоторых местах поздно вечером и ночью фаланги десятками

прибегают на свет костра. Крупные экземпляры этих паукообразных по размерам напоминают паука птицееда; с распростертыми ногами они едва умещаются на ладони взрослого человека. В связи с угрожающим внешним видом фаланг местное население считает их ядовитыми, однако, это не так. Фаланги совершенно безвредны для человека, так как не имеют ядовитых желез.

Кроме вышеперечисленных, на изучаемой территории обитают представители отряда Перепончатокрылых (Hymnoptera) – наездники, осы, пчелы, Жесткокрылые или жуки (Coleoptera), Чашуекрылые или бабочки (Lepidoptera), Двукрылые (Diptera), многоножки из класса Губоногих (Chilopoda), класс Двупарноногие (Diplopoda). Из жуков наиболее распространен мегацефала (Megacephala euphatica). Является самым крупным жуком Казахстана и обитает большей частью на солончаках. А также филоты (Philithis) жители песчаных пустынь. Большинство из них не представляют опасности для человека. Среди которых есть виды, занесенные в Красную книгу Казахстана.

Насекомые, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан

Кузнечик темнокрылый (Ceraeocercus fuscipennis) – редкий вид, эндемик, реликт древней фауны, сформировавшийся на восточном побережье моря Тетис, в той его части, которая соответствует современному обрамлению Туранской низменности. Статус- III категория. Крупный кузнечик с хорошо развитыми надкрыльями и крыльями, достигающими конца брюшка или заходящими за него. Серовато-желтого цвета или буроватый.

Сколия степная (Scolia hirta Schrenk) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Перепончатокрылые, семейство – Сколии. Встречается в кустарниках и разнотравье по степным балкам. Взрослые сколии – типичные антофилы, питающиеся пыльцой и нектаром цветков различных растений.

Ктырь гиганский (Satanas gigas) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Двукрылые, семейство Ктыри. Один из самых крупных ктырей нашей фауны, длина тела достигает 38-50мм. Тело покрыто серой пыльцой, крылья прозрачные, жилки, начиная с медиальной, не доходят до края крыла. Хоботок склеротизованный, ноги в волосках и щетинках. Повсюду встречается единично, в результате сокращения ареала.

Махаон (Papilio machaon) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Чашуекрылые или бабочки, семейство Парусники. Длина переднего крыла 35-45 мм. Общий фон крыльев ярко-желтый, с 3 пятнами на передних крыльях. Внешняя кайма на обоих крыльях черная с краевыми желтыми лунками. На задних крыльях внешняя кайма с синими пятнами, у заднего угла красные пятна с синим отблеском, на внешнем крае крыльев вытянутый хвостик.

К редким видам относятся также:

- стрекоза – дезорщик император;

- богомол – боливария короткопалая.

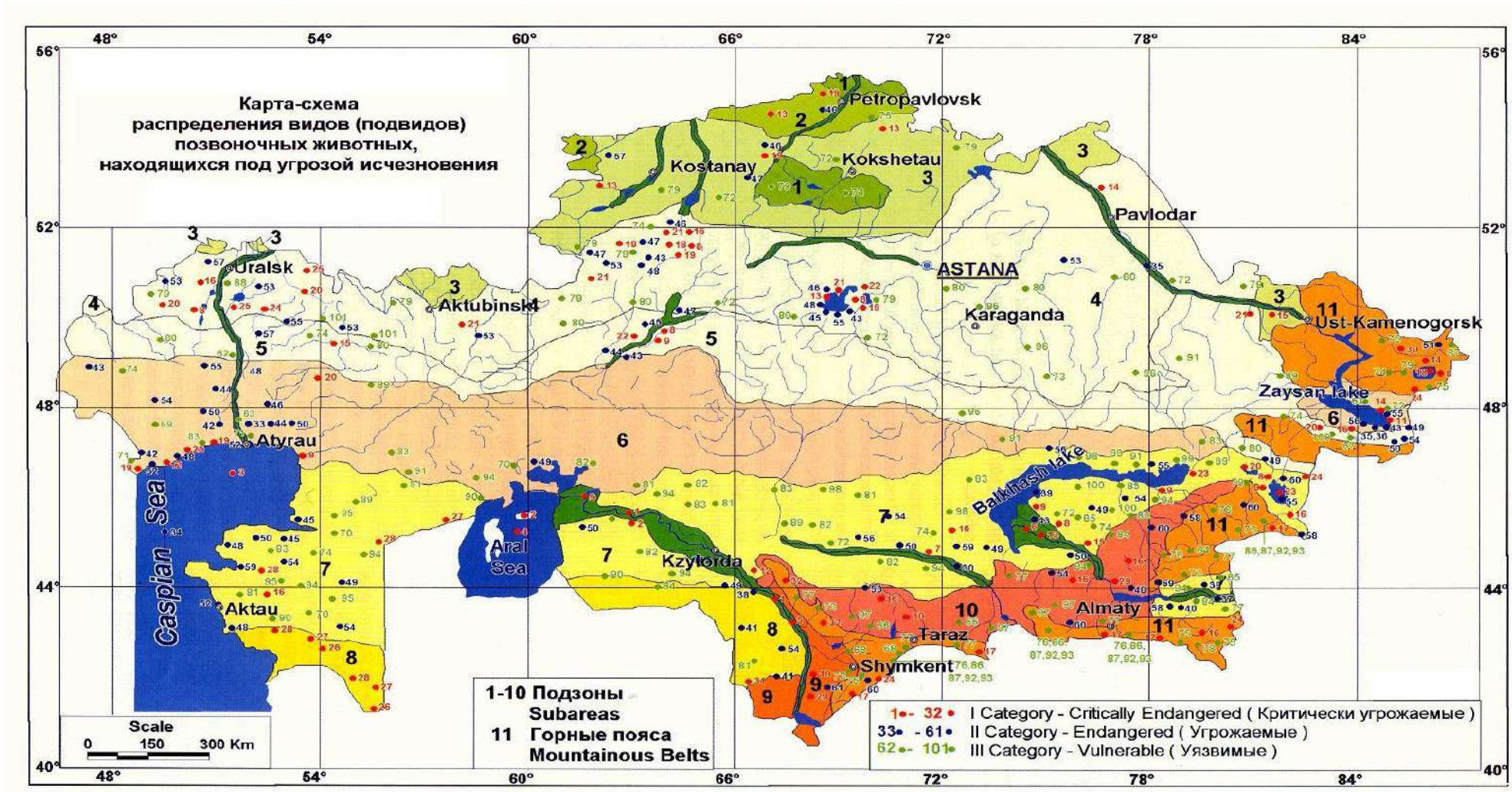
Перепончатокрылые:

- сколия степная;
- стрекоза двукрылая;

Бабочки:

- красноточечная медведица;
- зорька загрис;
- пламенный микрозагрис.

Карта животного мира и карта-схема распределения видов (подвидов) позвоночных животных, находящихся под угрозой исчезновения представлены на рисунке 1.1.8.1.



Легенда к карте-схеме распределения видов (подвидов) позвоночных животных, находящихся под угрозой исчезновения

Критически угрожаемые
Critically Endangered

Рыбы • Fishes

1. • Сырдарьинский лжелопатонос
   • Syr-Darya shovelnose
   • Pseudoscaphirhynchus fedtschenkoi
2. • Шип (аральская популяция)
   • Aral sturgeon
   • Acipenser nudiventris
3. • Каспийский лосось
   • Caspian lake trout
   • Salmo trutta caspius
4. • Аральский лосось
   • Aral lake trout
   • Salmo trutta aralensis
5. • Щуковидный жерех (лысач)
   • Pike asp
   • Aspiolucius esocinus
6. • Илийская маринка
   • Ili marinka
   • Schirothorax argentatus pseudaksaiensis
7. • Чуйская остролучка
   • Chu ostroluchka
   • Capoëtobrama kuschakewitschi

Птицы • Birds

8. • Кудрявый пеликан
   • Dalmatian pelican
   • Pelecanus crispus Bruch
9. • Розовый пеликан
   • Eastern white pelican
   • Pelecanus onocrotalus
10. • Белый аист
    • White stork
    • Ciconia ciconia asiatica
11. • Гусь-сухонос
    • Swan-goose
    • Cygnopsis cygnoides
12. • Мраморный чирок
    • Marbled duck
    • Anas angustirostris
13. • Савка
    • White-headed duck
    • Oxyura leucocephala
14. • Скопа
    • Osprey
    • Pandion haliaëtus.
15. • Орлан-долгохвост
    • Palas's sea-eagle
    • Haliaëtus leucorhyphus
16. • Балобан
    • Saker falcon
    • Falco cherrug
17. • Шахин
    • Barbary falcon
    • Falco pelegrinoides
18. • Сапсан (сокол)
    • Peregrine falcon
    • Falco peregrinus
19. • Стерх (белый журавль)
    • Siberian white crane
    • Grus leucogeranus
20. • Дрофа
    • Great bustard
    • Otis tarda
21. • Кречетка
    • Sociable lapwing
    • Chettusia gregaria
22. • Тонкоклювый кроншнеп
    • Slender-billed curlew
    • Numenius tenuirostis
23. • Реликтовая чайка
    • Relict gull
    • Larus relictus

Млекопитающие • Mammals

24. • Красный волк
    • Siberian red dog
    • Cuon alpinus
25. • Европейская норка
    • European mink
    • Mustela lutreola
26. • Медоед
    • Honey badger
    • Mellivora capensis
27. • Гепард
    • Cheetah
    • Acinonyx jubatus
28. • Каракал
    • Caracal
    • Felix caracal
29. • Тугайный олень
    • Turkestan red deer
    • Cervus elaphus bactrianus
30. • Алтайский горный баран
    • Altai argali
    • Ovisammon ammon
31. • Кызылкумский горный баран
    • Kyzyl Kum argali
    • Ovis ammon severtzovi
32. • Каратауский горный баран
    • Karatau argali
    • Ovisammon nigrimontana

Угрожаемые • Endangered

Рыбы (и круглоротые)
Fishes and Cyclostomata order

33. • Каспийская минога
    • Caspian lamprey
    • Caspiomyzon wagneri
34. • Волжская многотычин
    • Сельдь
    • Volga shad
    • Alosa kessleri volgensis
35. • Таймень
    • Taimen trout
    • Hucho taimen
36. • Нельма (Бухтарма-Зайсан)
    • Inconnu
    • Stenodus leucichthys nelma
37. • Аральский усач
    • Aral barbel
    • Barbus brachycephalus brachycephalus
38. • Туркестанский усач
    • Turkestan barbel
    • Barbus capito conocephalus
39. • Балхашский окунь (Или-Балхаш)
    • Balkhash perch
    • Perca schrenki

Амфибии и рептилии
Amphibian and Reptiles

40. • Центральноазиатская лягушка
    • Siberian frog
    • Rana asiatica
41. • Серый варан
    • Desert monitor
    • Varanus griseus

Птицы • Birds

42. • Желтая цапля
    • Squacco pond-heron
    • Ardeola ralloides
43. • Колпица
    • Spoonbill
    • Platalea leucorodia
44. • Каравайка
    • Glossy ibis
    • Plegadis falcinellus
45. • Фламинго
    • Flamingo
    • Phoenicopterus roseus
46. • Краснозобая казарка
    • Red-breasted goose
    • Rufibrenta ruficollis
47. • Гусь-пискулька
    • Lesser white-fronted goose
    • Anser erythropus
48. • Лебедь-кликун
    • Whopper swan
    • Cygnus cygnus
49. • Змееяд
    • Short-toed snake-eagle
    • Circaëtus gallicus
50. • Орлан-белохвост
    • White-tailed sea-eagle
    • Haliaëtus albicilla
51. • Алтайский улар
    • Altai snowcock
    • Tetraogallus altaicus
52. • Султанка
    • Purple swamphen
    • Porphyrio porphyrio
53. • Стрепет
    • Little bustard
    • Otis tetrax
54. • Джек
    • Houbara bustard
    • Chlamydotis undulata
55. • Черноголовый хохотун
    • Great black-headed gull
    • Larus ichthyaetus
56. • Филин
    • Eagle owl
    • Bubo bubo

Млекопитающие • Mammals

57. • Выхухоль
    • Russian desman
    • Desmana moschata
58. • Речная выдра среднеазиатская
    • Common otter
    • Lutra lutra seistanica
59. • Туркменский кулан
    • Persian onager
    • Equus hemionus onager
60. • Тянь-шаньский горный баран
    • Tien-Shan argali
    • Ovis ammon karelini
61. • Сурок Мензбира
    • Menzbier marmot
    • Marmota menzbieri

Уязвимые • Vulnerable

Рыбы • Fishes

62. • Белорыбица
    • Sheetfish, inconnu
    • Leucichthys
    • Stenodus leucichthys
63. • Кутум
    • Black sea roach
    • Rutilus frisii kutum

Амфибии и рептилии
Amphibian and Reptiles

64. • Семиреченский лягушкозуб
    • Siberian salamander
    • Ranodon sibiricus
65. • Пестрая круглоголовка
    • Variegated toad agame
    • Phrynocephalus versicolor
66. • Желтопузик
    • Glass-lizard, glass snake
    • Ophisaurus apodus
67. • Полосатый полоз
    • Slender racer
    • Coluber spinalis
68. • Краснополосый полоз
    • Cliff racer
    • Coluber rhodorhachis
69. • Желтобрюхий полоз
    • Caspian whip snake
    • Coluber caspius
70. • Четырехполосый полоз
    • Four-lined snake
    • Elaphe quatuorlineata

Птицы • Birds

71. • Малая белая цапля
    • Little egret
    • Egretta garzetta
72. • Белоглазая чернеть
    • Ferruginous pochard
    • Aythya nyroca
73. • Орел-карлик
    • Booted eagle
    • Hieraetus pennatus
74. • Орел-могильник
    • Imperial eagle
    • Aquila heliaca
75. • Беркут
    • Golden eagle
    • Aquila chrysaëtus
76. • Бородач
    • Lammergeier
    • Gypaëtus barbatus
77. • Стервятник
    • Egyptian vulture
    • Neophron percnopterus
78. • Кумай
    • Himalayan griffon
    • Gyps himalayensis
79. • Серый журавль
    • Common crane
    • Grus grus
80. • Журавль-красавка
    • Demoiselle crane
    • Anthropoides virgo
81. • Чернобрюхий рябок
    • Black-bellied sandgrouse
    • Pterocles orientalis
82. • Белобрюхий рябок
    • Pin-tailed sandgrouse
    • Pterocles alchata
83. • Саджа
    • Pallas's sandgrouse
    • Syrrhaptes paradoxus
84. • Бурый голубь
    • Eastern stock pigeon
    • Columba eversmanni
85. • Илийская саксаульная сойка
    • Panders ground-jay
    • Podoces panderi ilensis

Млекопитающие • Mammals

86. • Тянь-шаньский бурый медведь
    • Tien-Shan red bear
    • Ursus arctos isabellinus
87. • Каменная куница
    • Stone marten
    • Martes foina
88. • Лесная куница
    • Forest marten
    • Martes martes
89. • Перевязка
    • Marbled polecat
    • Vormela peregusna
90. • Барханный кот
    • Sand cat
    • Felis margarita
91. • Манул
    • Pallas's cat
    • Felis manul
92. • Туркестанская рысь
    • Turkestan lynx
    • Lynx lynx
93. • Снежный барс
    • Snow leopard
    • Panthera uncia
94. • Джейран
    • Persian gazelle
    • Gazella subgutturosa
95. • Устюртский горный баран
    • Transcaspian urial
    • Ovis vignei arkal
96. • Казахстанский горный баран
    • Kazakhstan argali
    • Ovis ammon collium
97. • Индийский дикобраз
    • Indian crested porcupine
    • Hystrix indica
98. • Селевиния
    • Selevinia
    • Selevinia betpakdalensis
99. • Кардиокраниус
    • Satunin's pygmy jerboa
    • Cardiocranus paradoxus
100. • Сальпинготус
     • Thick-tailed pygmy jerboa
     • Salpingotus crassicanda
101. • Гигантский слепыш
     • Russian mole rat
     • Spalax giganteus

Рисунок 1.1.8.1 – Карта-схема распределения видов позвоночных животных, находящихся под угрозой исчезновения

1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

В пределах Мангистауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 19.07.2005 года № 746, расположены следующие особо охраняемые природные территории:

- Устюртский государственный природный заповедник;
- Актау-Бузачинский государственный природный заказник (зоологический);
- Каракие-Каракольский природный заказник (зоологический);
- Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона;
- Мангышлакский экспериментальный ботанический сад.

Кроме того, Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря, распространяется и на территорию Мангистауской области.

Устюртский государственный заповедник создан в 1984 году. находится на западе Казахстана, в Каракиянском районе Мангыстауской области. Территория заповедника занимает часть западного чинка плато Устюрт, узкую причинковую полосу самого плато и обширное понижение Кендерлисор. Абсолютная высота - от 50 до 3000 м. Общая площадь заповедника - 223300 га. Заповедник был организован в 1984 г.

Флора Устюрта насчитывает около 600 видов растений. Наиболее распространены здесь полукустарники - различные виды полыней, биюргун, сарсазан. Более редок кустарник боялыч. Из древесных пород здесь растет только черный саксаул в виде небольших и редко разбросанных рощиц, многие из которых напоминают скорее кустарниковые, нежели древесные, насаждения. В последние годы здесь обнаружены редкие заросли туранги.

Фауна Устюртского зоогеографического участка подзоны северных пустынь имеет типично пустынный облик.

Очень интересна на Устюрте фауна хищных зверей, среди которых на первом месте стоит упомянуть гепарда.

В заповеднике 3 вида парнокопытных. Сайгак заходит на Устюрт в основном зимой.

Джейран - один из самых характерных обитателей плато Устюрт.

Одно из самых интересных животных заповедника - устюртский муфлон, или туркменский баран. Именно необходимость сохранения этого редкого животного стала одной из самых главных побудительных причин организации здесь заповедника.

По данным РГУ «Мангистауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира» в 2016 году было зарегистрировано 1500 голов архара и 1000 голов джейрана.

На территории области находятся наиболее крупные зоологические заказники: Актау-

Бузачинский и Карагие–Каракольский.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона расположена на территории Каракиянского района Мангистауской области, которая образована согласно постановлению Правительства Республики Казахстан от 25 марта 2001 года № 382 «Об организации государственных заповедных зон республиканского значения». Приоритетное направление: сохранение среды обитания и естественного воспроизводства дрофы-красотки (Chlamydotis undulata) и сокола-балобана (Falco cherrug). Общая площадь заповедника составляет 1230290 га.

Особо охраняемая природная территория с дифференцированными видами режима охраны, предназначенная для сохранения и восстановления объектов государственного природно-заповедного фонда и биологического разнообразия на земельных участках и акваториях, зарезервированных под государственные природные заповедники, государственные национальные природные парки, государственные природные резерваты. Биологическое разнообразие: Растительный мир – 20 видов, из них редкие и эндемичные - 13, фоновые – 7, широко распространенный – 1.

Животный мир – 18 видов, из них млекопитающих – 17, птиц – 10 (гнездящиеся, оседлые).

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 14 сентября 2010 года № 942 "Об уменьшении территории Кендерли-Каясанской государственной заповедной зоны республиканского значения" территория государственной заповедной зоны была уменьшена на 710 га для строительства железнодорожной линии «Узень - Государственная граница с Туркменистаном».

Актау-Бузачиский заказник занимает площадь 170000 гектар. Граница проходит от залива Актумсут на севере до поселка Сарыташ на юге.

В Красную Книгу РК занесены: чернобрюхий рябок и фламинго (краснокрыл). Джейран в основном держится на Бузачах, в труднодоступных ссорах. Муфлон обитает исключительно по хребту Северного Актау.

Сайгак, заяц-песчаник, лисы, корсаки, редко встречаются куньи – перевеска и ласка. Из кошачьих наиболее распространена пятнистая кошка. Изредка – манул- бархатная кошка, каракал – занесен в Международную Красную Книгу.

Карагие-Каракольский заказник имеет площадь 137,5 тыс. га. Объектами охраны являются: фламинго, стрепет, чернобрюхий рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот.

Мангышлакский экспериментальный ботанический сад создан постановлением Совета Министров КазССР от 9.03.1971 г. №2129 на площади 39 га в г. Шевченко (ныне г. Актау). Государственный ботанический сад является юридическим лицом в форме государственного учреждения.

Основная задача Мангышлакского ботанического сада - озеленение населенных пунктов г. Актау, подбор, интродукдия и акклиматизация растений в условиях засушливого климата Мангистауской области. Режим ботанического сада предусматривает охрану, воспроизводство и использование растительного мира, а также использование территории в научных, учебных и культурно—просветительных целях. В настоящее время ботанический сад имеет коллекцию древесных растений и кустарников, в том числе редкие и исчезающие виды.

Для организации эффективной работы сада необходимы дополнительное финансирование и материально-техническое оснащение, оборудование.

Мангышлакский ботанический сад, как филиал РГКП «Институт ботаники и фитоинтродукции», относится к ведению Министерства образования и науки РК. Все остальные перечисленные ООПТ подчиняются Министерству сельского хозяйства РК.

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Арыстановское относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица:

- расстояние до Актау-Бузачанский государственного природного заказника 189,04 км (Рис. 1.1.9.1);
- расстояние до государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря 61,19 км (Рис. 1.1.9.2);
- расстояние до Устюртский государственного природного заповедника 146,07 км (Рис. 1.1.9.3);
- расстояние до Кендирли-Каясанкой государственной заповедной зоны 156,43 км (Рис. 1.1.9.4).

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

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

На проектируемой территории в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

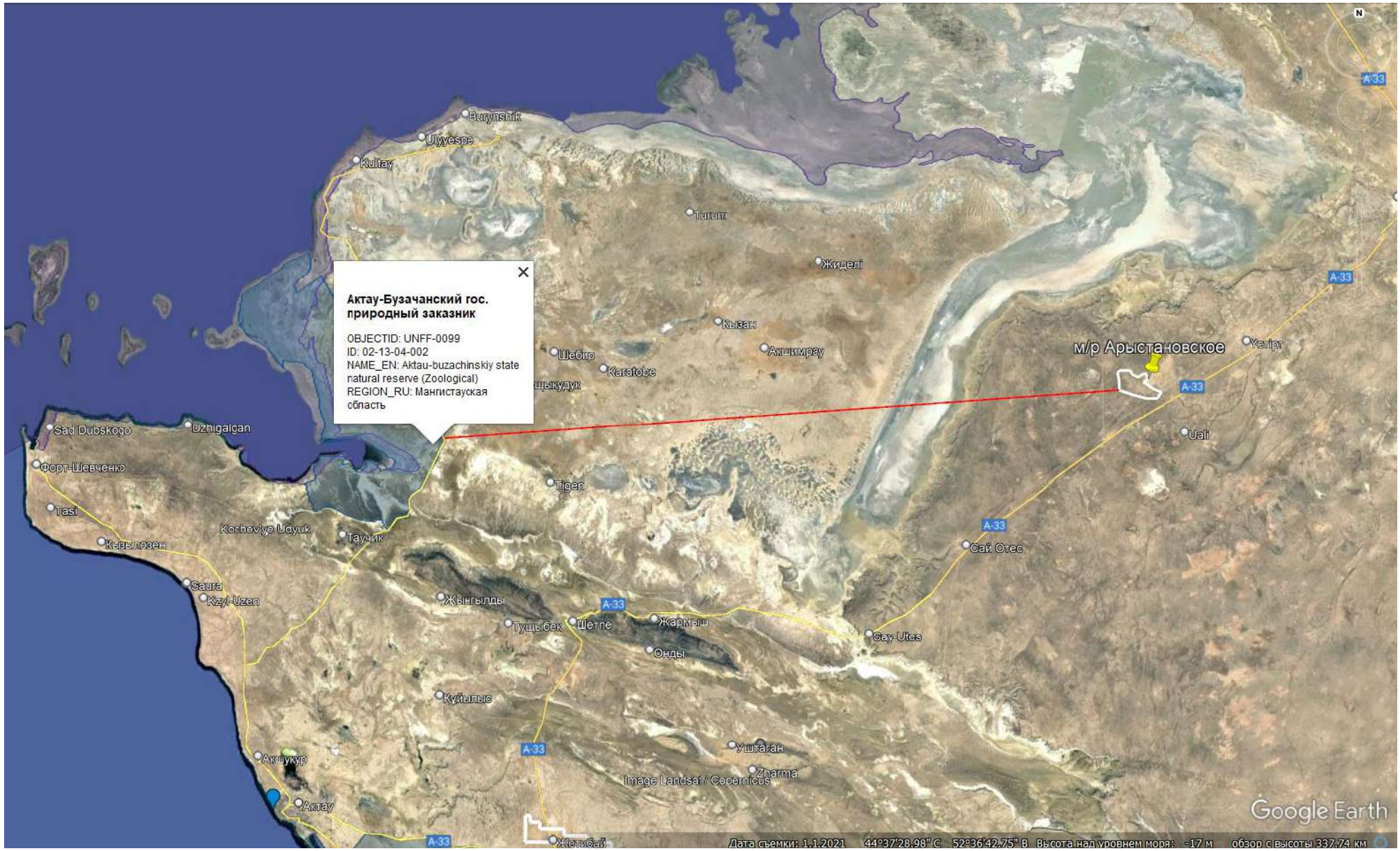


Рисунок 1.1.9.1 – Расстояние от м/р Арыстановское до Актау-Бузачанский государственного природного заказника

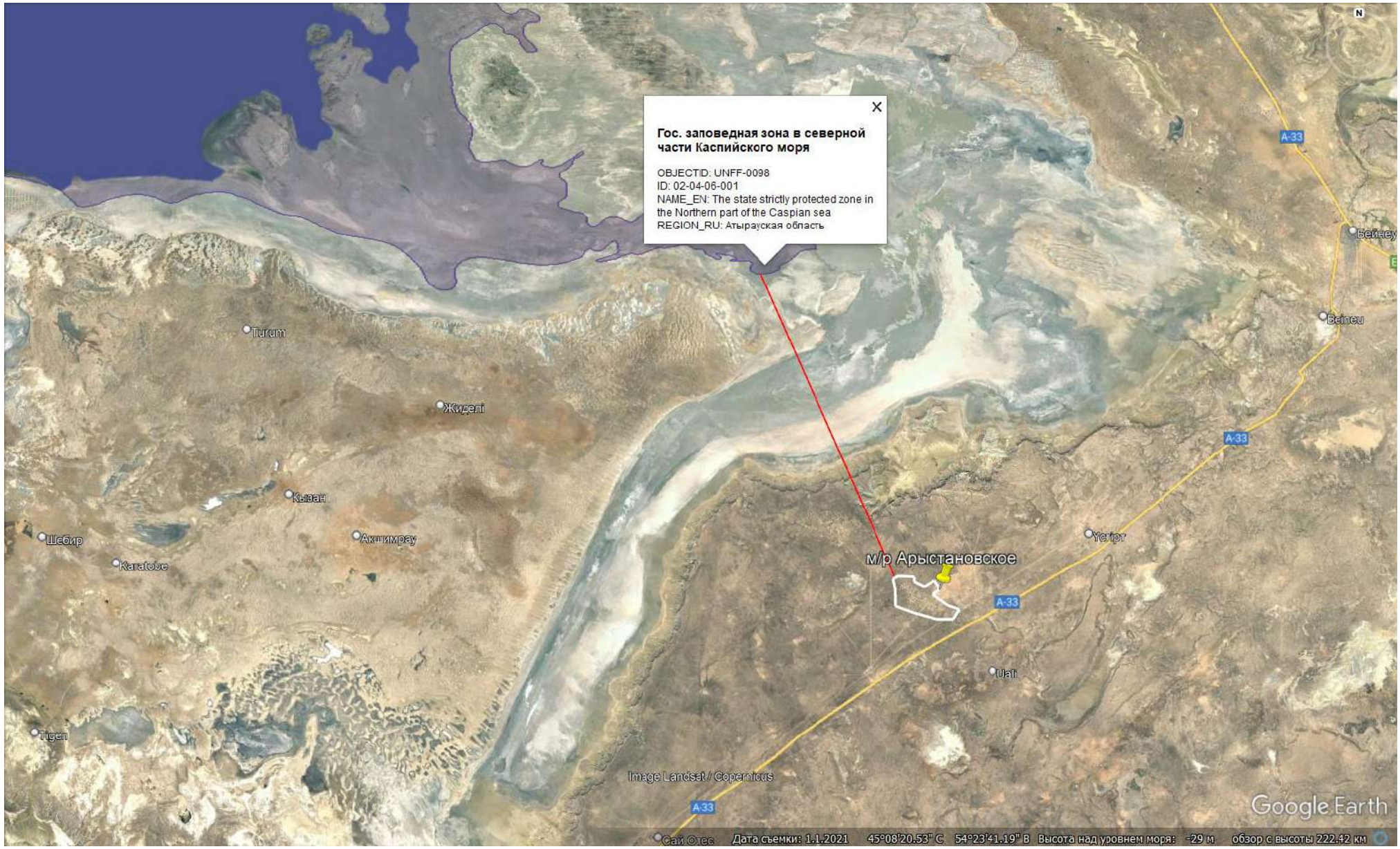


Рисунок 1.1.9.2 – Расстояние от м/р Арыстановское до государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря

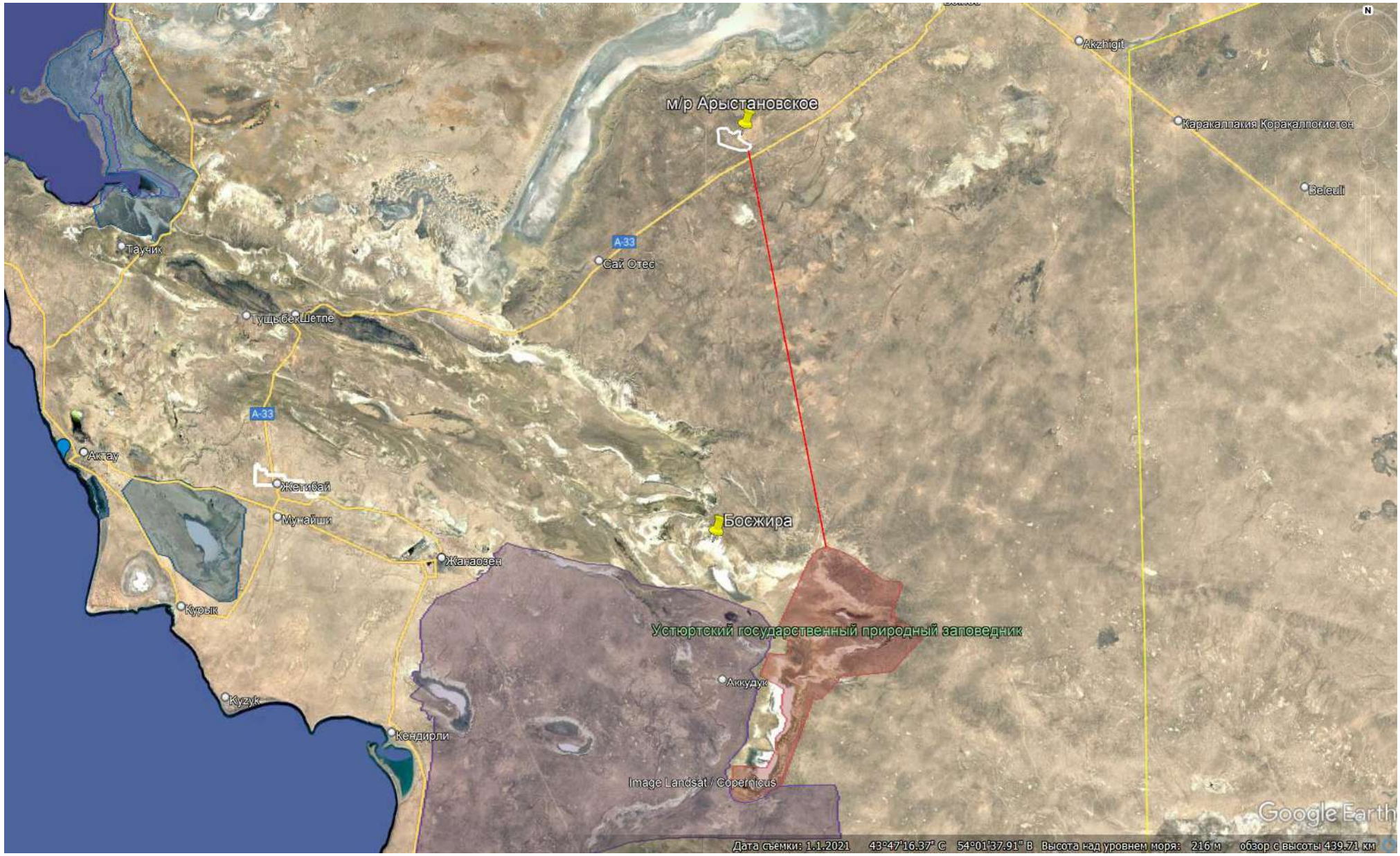


Рисунок 1.1.9.3 – Расстояние от м/р Арыстановское до Устюртский государственного природного заповедника

Рисунок 1.1.9.4 – Расстояние от м/р Арыстановское до Кендирли-Каясанкой государственной заповедной зоны

1.2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха

На месторождении ежеквартально проводится производственный экологический контроль за состоянием атмосферного воздуха.

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Арыстановское использовались мониторинговые данные «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары» за 4 квартал 2024 г. ТОО «Тандем-Эко» (Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531).

Производственный экологический мониторинг ведется с целью получения достоверной информации о воздействии предприятия на окружающую среду, оценки и прогноза последствий этих воздействий, оценки эффективности выполняемых природопользователем мероприятий по охране окружающей среды.

Производственный экологический мониторинг выполнялся на основании программы производственного экологического контроля.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и на источниках выбросов проводились с помощью переносных автоматических газоанализаторов ГАНК-4.

Определение приземной концентрации примеси в атмосфере проводилось на высоте 1,5 - 2,0 м от поверхности земли. Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проводились до получения стабильных показаний концентраций определяемых загрязняющих веществ (в соответствии с МВИ массовой концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе газоанализатором ГАНК-4).

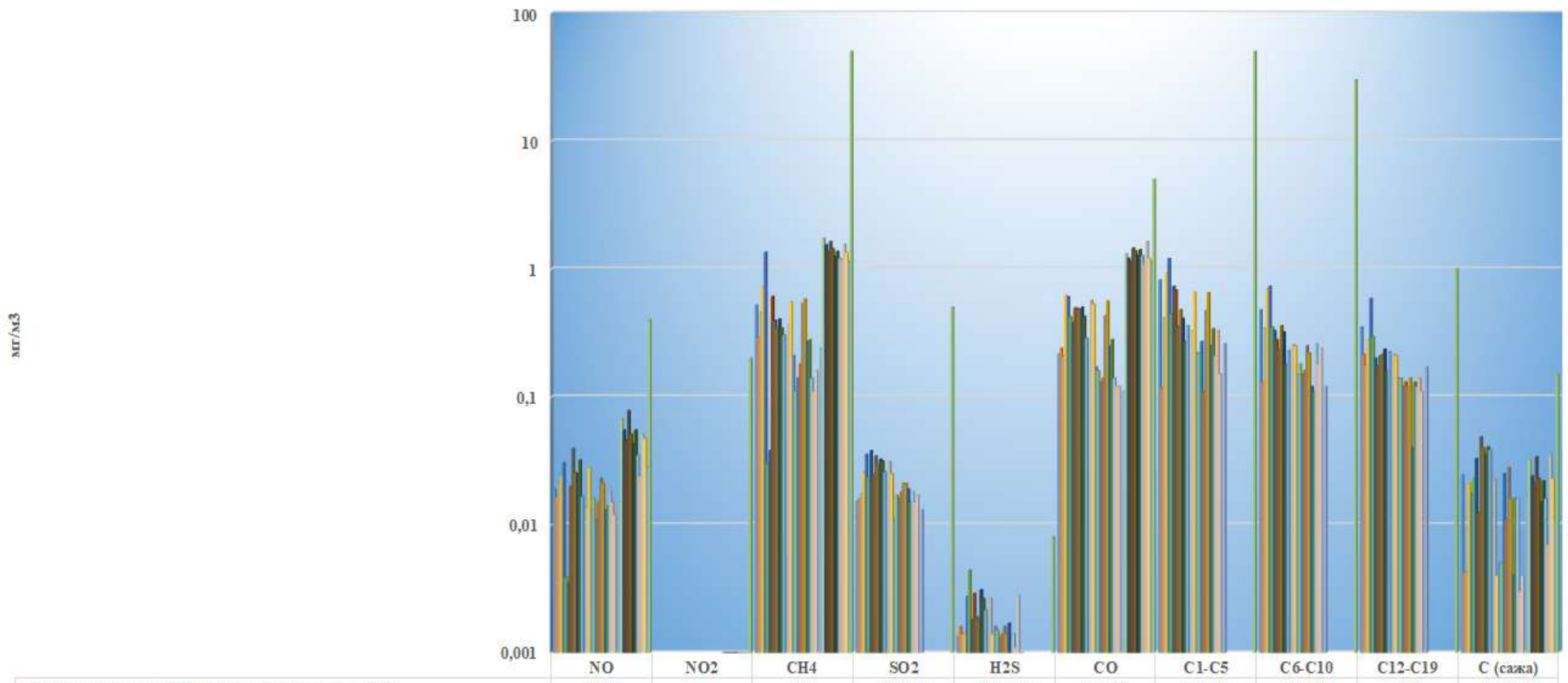
Отбор проб сопровождался определением метеорологических характеристик (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Контроль отходящих газов проводился непосредственно от источников выбросов. Продолжительность отбора проб отходящих газов составила 3-5 минут (в соответствии с МВИ массовой концентрации и определения массового выброса загрязняющего вещества в отходящих газах топливосжигающих установок с применением газоанализатора ГАНК-4).

В рамках мониторинга воздействия на окружающую среду контроль загрязнения атмосферы осуществлялся на территории полигона (4 точки), на территории вахтового поселка (4 точки), на границе СЗЗ месторождения (4 точки), на площадке ПСН (2 точки), на площадке УПН (2 точки), на площадке ГЗУ-1 (2 точки), на площадке ГЗУ-2 (2 точки), на площадке УПГ (2 точки), на площадках ЗУ№1-5 (по две точки на каждой площадке), на площадке ГПЭС (2 точки). Также проводились подфакельные наблюдения на 4 факельных установка по 3 точки на каждой на расстоянии 100 м, 500 м и 1000 м, фоновые исследования проводились на 13 фоновых точках. Площадка ЗУ №6 не введена в эксплуатацию.

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха произведен отбор проб на содержание следующих ингредиентов: *азота оксид, азота диоксид, метан, серы диоксид, сероводород, углерода оксид, углеводороды* C_1-C_5, *углеводороды* C_6-C_{10}, *углеводороды* C_{12}-C_{19}, *сажа*.

Средние значения результатов измерений загрязнения атмосферного воздуха на станциях мониторинга представлены на рисунке 1.2.1.1.



	NO	NO2	CH4	SO2	H2S	CO	C1-C5	C6-C10	C12-C19	C (сажа)
Территория полигона, среднее значение 4-х точек	0,019		0,52	0,01525	0,001325	0,2155	0,8175	0,4775	0,35	0,0245
Территория вахтового поселка, среднее значение 4-х точек	0,0165		0,29	0,016	0,0016	0,24	0,11675	0,13	0,215	0,00425
Граница СЗЗ месторождения, среднее значение 4-х точек	0,021		0,455	0,0175	0,0014	0,2075	0,415	0,345	0,175	0,00425
Площадка УПН, среднее значение 2-х точек	0,024		0,725	0,026	0,0014	0,615	0,93	0,695	0,28	0,021
Площадка ПСН, среднее значение 2-х точек	0,0305		1,35	0,0355	0,00275	0,605	1,2	0,73	0,585	0,0175
Площадка ГЗУ-1, среднее значение 2-х точек	0,0039		0,03	0,0235	0,0044	0,42	0,445	0,35	0,295	0,023
Площадка ГЗУ-2, среднее значение 2-х точек	0,00345		0,038	0,038	0,0018	0,38	0,73	0,33	0,2	0,033
Площадка УПГ, среднее значение 2-х точек	0,02		0,61	0,0245	0,0029	0,495	0,68	0,28	0,175	0,0125
Площадка ЗУ-1, среднее значение 2-х точек	0,0395		0,395	0,0345	0,0019	0,49	0,355	0,235	0,21	0,0485
Площадка ЗУ-2, среднее значение 2-х точек	0,0255		0,345	0,0295	0,0018	0,475	0,48	0,36	0,215	0,04
Площадка ЗУ-3, среднее значение 2-х точек	0,025		0,405	0,0325	0,0031	0,5	0,41	0,32	0,235	0,0355
Площадка ЗУ-4, среднее значение 2-х точек	0,032		0,345	0,0315	0,00265	0,425	0,27	0,18	0,16	0,0405
Площадка ЗУ-5, среднее значение 2-х точек	0,0165		0,305	0,026	0,00215	0,285	0,36	0,23	0,225	0,0385
Площадка ЗУ-6, среднее значение 2-х точек	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Площадка ГПЭС, среднее значение 2-х точек	0,0135		0,365	0,031	0,00265	0,565	0,33	0,255	0,215	0,0225
Фоновая исследования на территории вахтового поселка	0,028		0,55	0,025	0,0014	0,53	0,66	0,25	0,21	0,004
Фоновая исследования на территории полигона	0,013		0,21	0,011	0,0016	0,17	0,22	0,15	0,14	0,005
Фоновая исследования на территории площадке ПСН	0,016		0,11	0,017	0,0015	0,16	0,22	0,18	0,14	0,005
Фоновая исследования на территории площадке УПГ	0,011		0,14	0,016	0,0013	0,13	0,27	0,15	0,12	0,025
Фоновая исследования на территории площадке УПН	0,015		0,18	0,018	0,0014	0,14	0,11	0,16	0,13	0,011
Фоновая исследования на территории площадке ГЗУ-1	0,023		0,54	0,021	0,0016	0,43	0,47	0,25	0,12	0,028
Фоновая исследования на территории площадке ГЗУ-2	0,021		0,58	0,021	0,0014	0,56	0,65	0,22	0,14	0,016
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-1	0,013		0,27	0,019	0,0017	0,25	0,25	0,12	0,04	0,004
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-2	0,014		0,28	0,015	0,0005	0,28	0,34	0,11	0,13	0,016
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-3	0,018		0,14	0,018	0,0014	0,14	0,21	0,26	0,12	0,016
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-4	0,015		0,11	0,015	0,0011	0,12	0,33	0,18	0,14	0,003
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-5	0,012		0,16	0,017	0,0028	0,12	0,15	0,24	0,11	0,004
Фоновая исследования на территории площадке ЗУ-6	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Фоновая исследования на площадке ГПЭС	0,015		0,24	0,013	0,0003	0,11	0,26	0,12	0,17	0,017
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 - 100 м (подветренная сторона)	0,067	0	1,73			1,31				0,032
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 - 500 м (подветренная сторона)	0,055	0	1,54			1,21				0,024
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 - 1000 м (подветренная сторона)	0,046	0	1,37			1,14				0,021
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-2 - 100 м (подветренная сторона)	0,078	0	1,63			1,45				0,034
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-2 - 500 м (подветренная сторона)	0,051	0	1,44			1,38				0,023
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-2 - 1000 м (подветренная сторона)	0,043	0	1,25			1,27				0,015
Подфакельные наблюдения на УПН - 100 м (подветренная сторона)	0,055	0	1,37			1,41				0,022
Подфакельные наблюдения на УПН - 500 м (подветренная сторона)	0,035	0	1,21			1,27				0,016
Подфакельные наблюдения на УПН - 1000 м (подветренная сторона)	0,024	0	1,18			1,11				0,007
Подфакельные наблюдения на УПГ - 100 м (подветренная сторона)	0,051	0	1,56			1,63				0,035
Подфакельные наблюдения на УПГ - 500 м (подветренная сторона)	0,047	0	1,34			1,21				0,023
Подфакельные наблюдения на УПГ - 1000 м (подветренная сторона)	0,028	0	1,15			1,13				0,011
ПДКм.р., мг/м3	0,4	0,2	50	0,5	0,008	5	50	30	1	0,15

Рисунок 1.2.1.1 – Средние значения результатов измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе м/р Арыстановское, выполненных в 4-ом квартале 2024 года

Анализ инструментальных измерений качества воздуха за 4-й квартал 2024 года свидетельствует о том, что концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ, на площадках объектов ТОО «Кен-Сары», подфакельных наблюдений и фоновых исследований не превышают предельно допустимых значений.

1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод

Для характеристики современного состояния подземных вод месторождения Арыстановское были использованы данные «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары» за 4 квартал 2024 г. ТОО «Тандем-Эко» (Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531).

Исследования проводились специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем-Эко», привлеченной на договорной основе.

Мониторинг состояния подземных вод первого от поверхности водоносного горизонта представляет собой наблюдение, результаты которого должны определить соответствие осуществляемой деятельности предприятия нормам и требованиям Республики Казахстан в части охраны окружающей среды.

Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, отсутствием перетока грунтовых вод в нижележащие водоносные горизонты, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

Мониторинг подземных вод на территории месторождения Арыстановское выполнялся на наблюдательных гидрогеологических скважинах, расположенных на:

- Наблюдательные скважины по периметру полигона – 4 скважины (№2, №8-10)
- Наблюдательные скважины на территории промысла – 3 скважины (№3-5)
- Наблюдательные скважины вокруг пруда-испарителя – 2 скважины (№6, №7)
- Наблюдательная скважина в вахтовом поселке – 1 скважина (№1)
- Наблюдательные скважины по периметру УПН – 2 скважины
- Наблюдательная скважина по периметру ГЗУ-2 – 1 скважина
- Наблюдательная скважина по периметру ПСН – 1 скважина.

При проведении мониторинговых наблюдений проводилось обследование территории в районе расположения скважин, замеры глубин скважин, уровня залегания подземных вод и температуры воды, произведена прокачка скважин и отобраны пробы подземных вод для проведения лабораторных исследований проб и камеральные работы.

Целевым назначением мониторинга подземных вод, проводимого на территории месторождения, является изучение степени влияния производственно-хозяйственной деятельности ТОО «Кен-Сары» на подземные воды.

В соответствии с Техническим заданием и программой ПЭК в ходе мониторинга состояния подземных вод на месторождении Арыстановское в 4 квартале 2024 года выполнены следующие виды работ:

– Краткая оценка состояния территории месторождения в районе расположения скважины;

– Прокачка скважины;

– Отбор проб и лабораторные исследования.

Краткая оценка территории. В период выполнения основных наблюдений выполнена краткая оценка состояния территории в районе расположения мониторинговых скважин для своевременного выявления участков загрязнения, являющихся также источниками загрязнения грунтовых вод. При обследовании проводились визуальные наблюдения для выявления участков загрязнения. Загрязненых участков не обнаружено.

Прокачка скважин. Для отбора проб воды на химические анализы из скважин проводилась прокачка скважин. Прокачка скважин осуществлялась с целью удаления всего объёма застойной воды, находившейся длительное время в скважинах. При прокачке скважин использовалось специальное оборудование, исключающее вторичное загрязнение проб воды. Прокачка скважин производилась перед отбором проб на химические анализы.

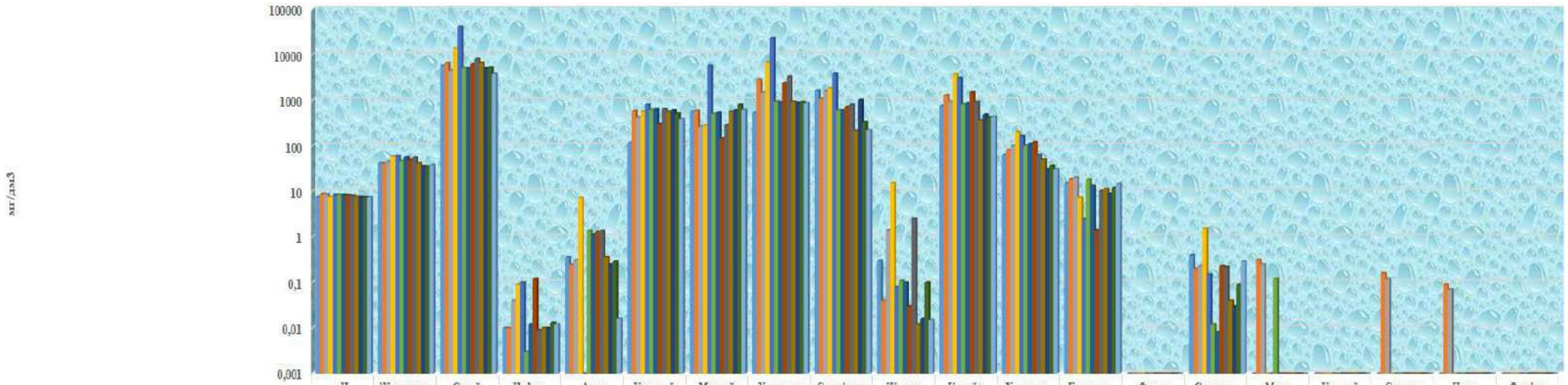
Опробование и лабораторные исследования. Опробование предусматривается для оценки и изучения динамики состояния подземных вод. Выбор контролируемых показателей проведен на основе анализа ранее выполненных работ, нормативных требований, вида хозяйственной деятельности и связанного с ней вероятного поступления ингредиентов в грунтовые воды. Объем отобранных проб составлял не менее 1,5 л.

Контролируемые параметры: *pH, жесткость общая, азот аммонийный, сухой остаток (минерализация), минеральный состав (сульфаты, хлориды, кальций, магний, натрий, калий), СПАВ, ХПК, БПК5, железо общее, фосфор, медь, кадмий, свинец, цинк, нефтепродукты, фенолы.*

В настоящее время можно сделать только предварительный обобщенный вывод по химическому составу подземных вод нефтепромысла. Подземные воды первого водоносного горизонта представляют собой воды сульфатно-хлоридного, магниево-натриевого состава, с высоким содержанием сухого остатка и взвешенных веществ.

В связи с тем, что нормативы качества подземных вод в РК не разработаны, при мониторинговых исследованиях основное внимание уделяется динамике содержания загрязняющих веществ в подземных водах под влиянием производственной деятельности.

Результаты анализа химического состава подземных вод в 4 квартале 2024 года представлены на рисунке 1.2.2.1.



	pH (водородный показатель)	Жесткость общая	Сухой остаток	Нефтепродукты	Азот аммонийный	Кальций	Магний	Хлориды	Сульфаты	Железо общее	Калий+Натрий	Химическое потребление кислорода (ХПК)	Биохимическое потребление кислорода (БПК)	Фенол	Синтетические поверхностно-активные вещества (СПАВ)	Медь	Кадмий	Свинец	Цинк	Фосфор общий
Наблюдательная скважина №1 (вахтовый поселок)	7,59	42,1	5745,1	0,01	0,36	115,9	562	536,5	1648,7	0,3	752,9	63,4	15,2	0	0,4	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №2 (по периметру полигона)	8,75	41	6549,7	0,01	0,25	583,2	589,7	2826,3	1085,2	0,04	1286,9	80	18,6	0	0,2	0,31	0	0,16	0,09	0
Наблюдательная скважина №8 (по периметру полигона)	8,63	45,3	4532,2	0,04	0,31	421	263,2	1487,1	1623,3	1,4	921	100	20,2	0	0,23	0,25	0	0,12	0,07	0
Наблюдательная скважина №9 (по периметру полигона)	7,62	58,9	13986,5	0,09	7,21	562,4	285,2	6823,9	1864,7	15,3	3749,8	200	7,4	0	1,52	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №3 (территория промысла)	8,46	59,8	41203,1	0,1	0	810,3	5756,9	23293	3856,9	0,08	3120,3	165,9	2,5	0	0,15	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №4 (территория промысла)	8,39	46,7	5159,8	0,003	1,36	620,5	510,2	941,7	610,5	0,11	825,6	102	18,2	0	0,012	0,12	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №5 (территория промысла)	8,35	56,2	5052	0,012	1,12	639,7	536,4	902,5	602	0,1	863,4	110,7	13,3	0	0,008	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №6 (вокруг поля испарения)	8,26	49,3	6231	0,12	1,29	302,8	146,3	2410,7	720,8	0,03	1506,9	120,7	1,4	0	0,23	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №7 (вокруг поля испарения)	8,04	55,2	8148,9	0,009	1,36	641	285,5	3326,2	807,4	2,5	920,8	63,2	10,3	0	0,22	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №11 (по периметру УПН)	7,68	41,6	6652	0,01	0,36	562,3	563,9	928,8	213,8	0,012	365,9	50	11,2	0	0,04	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №12 (по периметру УПН)	7,59	35,6	5059,8	0,01	0,25	602,4	598,7	879,4	1024,1	0,016	486,7	30,6	8,9	0	0,03	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №13 (по периметру ГЗУ-2)	7,48	35,2	5263	0,013	0,29	512,8	810,2	912,1	332,3	0,1	420,1	36,4	12	0	0,09	0	0	0	0	0
Наблюдательная скважина №14 (по периметру ПСН)	7,52	38,3	3867,1	0,012	0,016	386,5	623,3	866,5	221,4	0,015	432,2	30,8	14,5	0	0,29	0	0	0	0	0

Рисунок 1.2.2.1 – Результаты анализа химического состава подземных вод в 4 квартале 2024 года

1.2.3. Современное состояние почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на месторождении Арыстановское использовались мониторинговые данные «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары» за 4 квартал 2024 г. ТОО «Тандем-Эко» (Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531).

Почва представляет собой особый компонент природной среды, воспринимающий и аккумулирующий в себе большую часть ингредиентов, поступающих в нее извне. При этом наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. Поэтому отбор проб на мониторинговых точках проводился с поверхности, методом конверта, по методикам, описанным в Научно-методических указаниях по мониторингу земель Республики Казахстан и в соответствии с республиканским законодательством.

Основными задачами производственного экологического мониторинга за состоянием почв на объектах месторождения являются:

- контроль загрязнения почв тяжелыми металлами и нефтепродуктами;
- оценка санитарно-токсикологической обстановки на территории;
- разработка рекомендаций по улучшению состояния почв и предотвращению загрязняющего воздействия объектов месторождения на природные комплексы.

– Мониторинг почв осуществляется с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности условий проживания и ведения производственной деятельности.

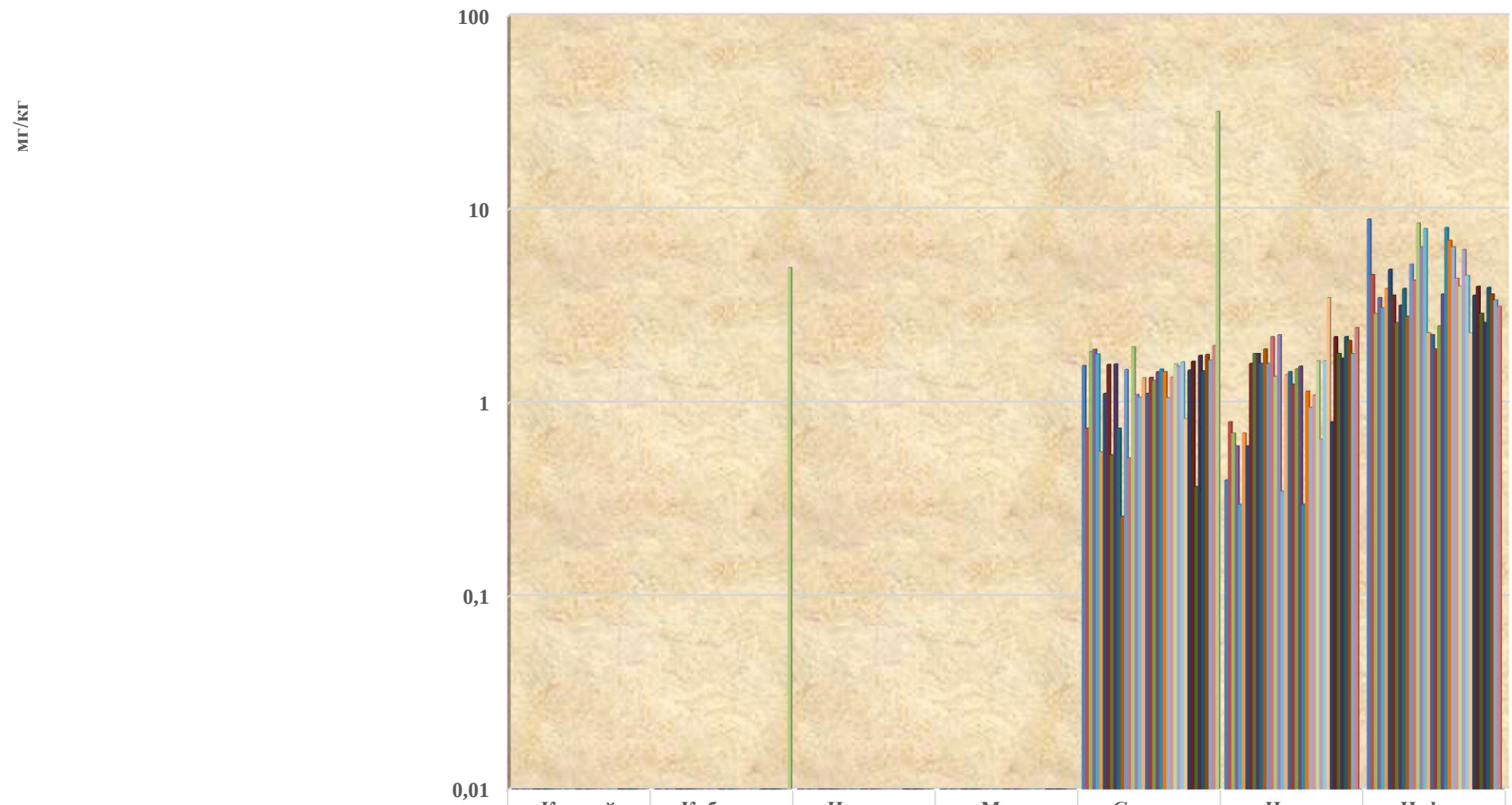
– Согласно программе ПЭК для ТОО «Кен-Сары» на 2024 г. мониторинг состояния почв на месторождении Арыстановское проводился:

- фоновые точки – 13 точек;
- Точки отбора проб – 42 точки.

В рамках мониторинга почвенного покрова пробы почв отбирались на границе СЗЗ 4 точки (север, восток, запад, юг) на глубинах 0-5, 5-20 см.

Для характеристики возможного химического загрязнения почв предлагается следующий набор контролируемых ингредиентов: *нефтепродукты, цинк, медь, свинец, кадмий, никель, кобальт.*

На рисунке 1.2.3.1 представлены средние значения загрязнения почвы за 4 квартал 2024 года м/р Арыстановское.



	Кадмий	Кобальт	Никель	Медь	Свинец	Цинк	Нефте-продукты
Фоновая исследования на территории полигона	0	0	0	0	1,56	0,4	8,9
Фоновая исследования на территории вахтового поселка	0	0	0	0	0,74	0,8	4,6
Фоновая исследования на площадке ПСН	0	0	0	0	1,84	0,7	2,9
Фоновая исследования на площадке УПН	0	0	0	0	1,89	0,6	3,5
Фоновая исследования на площадке УПГ	0	0	0	0	1,79	0,3	3,1
Фоновая исследования на площадке ГЗУ-1	0	0	0	0	0,56	0,7	3,9
Фоновая исследования на площадке ГЗУ-2	0	0	0	0	1,12	0,6	4,9
Фоновая исследования на площадке ЗУ-1	0	0	0	0	1,58	1,6	3,6
Фоновая исследования на площадке ЗУ-2	0	0	0	0	0,54	1,8	2,6
Фоновая исследования на площадке ЗУ-3	0	0	0	0	1,59	1,8	3,2
Фоновая исследования на площадке ЗУ-4	0	0	0	0	0,74	1,6	3,9
Фоновая исследования на площадке ЗУ-5	0	0	0	0	0,26	1,9	2,8
Фоновая исследования на площадке ЗУ-6	0	0	0	0	1,49	1,6	5,2
Фоновая исследования на площадке ГПЭС	0	0	0	0	0,52	2,2	4,3
Территория полигона. Ср.зн. 4-х точек	0	0	0	0	1,95	1,3725	8,5
Территория вахтового поселка. Ср.зн. 4-х точек	0	0	0	0	1,105	2,25	6,4
Граница СЗЗ месторождения. Ср.зн. 4-х точек	0	0	0	0	1,07	0,35	7,95
Площадка ПСН. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,35	1,4	2,3
Площадка УПН. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,12	1,45	2,25
Площадка УПГ. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,355	1,25	1,9
Площадка ГЗУ-1. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,305	1,5	2,5
Площадка ГЗУ-2. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,45	1,55	3,65
Площадка ЗУ-1. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,495	0,3	8,05
Площадка ЗУ-2. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,45	1,15	6,9
Площадка ЗУ-3. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,065	0,95	6,4
Площадка ЗУ-4. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,36	1,1	4,4
Площадка ЗУ-5. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,59	1,65	4
Площадка ЗУ-6. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,545	0,65	6,2
Площадка ГПЭС. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,63	1,65	4,55
Факел на ГЗУ-1 – 1 точка	0	0	0	0	0,83	3,5	2,3
Факел на ГЗУ-2 – 1 точка	0	0	0	0	1,48	0,8	3,6
Факел на УПН – 1 точка	0	0	0	0	1,64	2,2	4
Факел на УПГ– 1 точка	0	0	0	0	0,37	1,8	2,9
Нагнетательная скважина №59. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,76	1,7	2,6
Нагнетательная скважина №101. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,465	2,2	3,95
Нагнетательная скважина №106. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,78	2,1	3,65
Нагнетательная скважина №300. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,665	1,8	3,4
Нагнетательная скважина №307. Ср.зн. 2-х точек	0	0	0	0	1,975	2,45	3,15
Предельно допустимые концентрации (мг/кг)	0	5	0	0	32	0	0

Рисунок 1.2.3.1 – Средние значения загрязнения почвы за 4 квартал 2024 года м/р Арыстановское

В четвертом квартале 2024 года результаты анализов почвенного покрова показали, что превышений предельно-допустимой концентрации по свинцу и кобальту не обнаружено.

1.2.4. Радиационный контроль

Радиационная безопасность населения от воздействия ионизирующих излучений, обусловленных загрязнением окружающей среды радиоактивными веществами, обеспечивается, в первую очередь, выполнением требований санитарного законодательства, которое регламентирует условия размещения потенциальных источников загрязнения окружающей среды, контролем за удалением и обезвреживанием радиоактивных отходов, за содержанием радиоактивных веществ в атмосферном воздухе, почве, воде, пищевых продуктах, а также за поступлением радионуклидов в организм человека, животных и т.д.

Для характеристики современного состояния радиационной обстановки на месторождении Арыстановское использовались мониторинговые данные «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары» за 4 квартал 2024 г. ТОО «Тандем-Эко» (Аттестат аккредитации №KZ.T.13.1531).

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, выполняются в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Республики Казахстан. При осуществлении радиационного мониторинга сторонними организациями, необходимо наличие у сторонней организации соответствующей лицензии в области использования атомной энергии.

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

1. Экологический Кодекс РК.
2. Закон РК «О радиационной безопасности населения».
3. Санитарные нормы и правила «Санитарно-гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности».

В перечень работ по радиоэкологическому обследованию территории месторождения Арыстановское входит определение мощности эквивалентной дозы гамма- излучения на территории, радиационный контроль почвенного покрова и радиационный контроль подземных вод.

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

Таблица 1.2.4.1 - План-график радиационного контроля

Точки контроля	Контролируемые параметры	Периодичность контроля
1. Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения		
Территория вахтового поселка		Ежеквартально

Устья скважин, основные оборудования на производственных объектах ГЗУ-1,2, УПН, УПГ, ПСН, ГПЭС ЗУ-1,2,3,4,5, территория полигона.	Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	Ежеквартально
Граница СЗЗ по 4 сторонам света		Ежеквартально
2. Радиационный контроль почвенного покрова		
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Радий-226 Торий-232 Калий-40 Цезий-137 Эффективная удельная активность	2 раза в год
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)		2 раза в год
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		2 раза в год
Площадка ПСН – 1 точка		2 раза в год
Площадка УПН – 1 точка		2 раза в год
Площадка УПГ – 1 точка		2 раза в год
Площадка ГЗУ-1 – 1 точка		2 раза в год
Площадка ГЗУ-2 – 1 точка		2 раза в год
Площадка ЗУ-1,2,3,4,5. – 1 точка		2 раза в год
Площадка ГПЭС – 1 точка		2 раза в год
На площадках нагнетательных скважин №№ 106 и 59 – 2 точки		2 раза в год
3. Радиационный контроль подземных вод		
Сеть наблюдательных скважин	Суммарная α-, β-активность	2 раза в год

Таблица 1.2.4.2 – Результаты радиометрических исследований атмосферного воздуха м/р Арыстановское за 4 квартал 2024 года

Наименование источников воздействия	**Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)**	**Фактический результат мониторинга (мкЗв/час)**
Вахтовый поселок	0,2	0,11
Скважина №1	2,5	0,11
Скважина №2	2,5	0,12
Скважина №3	2,5	0,12
Скважина №4	2,5	0,11
Скважина №5	2,5	0,12
Скважина №6	2,5	0,11
Скважина №7	2,5	0,1
Скважина №8	2,5	0,12
Скважина №9	2,5	0,1
Скважина №10	2,5	0,1
Скважина №11	2,5	0,11
Скважина №12	2,5	0,12
Скважина №13	2,5	0,11
Скважина №19	2,5	0,1
Скважина №51	2,5	0,12
Скважина №53	2,5	0,1
Скважина №54	2,5	0,11
Скважина №55	2,5	0,13
Скважина №56	2,5	0,11
Скважина №58	2,5	0,1
Скважина №59	2,5	0,12
Скважина №61	2,5	0,12
Скважина №62	2,5	0,11
Скважина №63	2,5	0,1
Скважина №64	2,5	0,11
Скважина №66	2,5	0,1
Скважина №67	2,5	0,12
Скважина №68	2,5	0,11
Скважина №102	2,5	0,1
Скважина №106	2,5	0,1

Скважина №107	2,5	0,1
Скважина №110	2,5	0,11
Скважина №111	2,5	0,11
Скважина №115	2,5	0,11
Скважина №116	2,5	0,12
Скважина №118	2,5	0,1
Скважина №119	2,5	0,12
Скважина №120	2,5	0,12
Скважина №121	2,5	0,11
Скважина №122	2,5	0,1
Скважина №123	2,5	0,11
Скважина №124	2,5	0,12
Скважина №125	2,5	0,11
Скважина №126	2,5	0,12
Скважина №127	2,5	0,09
Скважина №203	2,5	0,11
Скважина №215	2,5	0,11
Скважина №223	2,5	0,11
Скважина №305	2,5	0,1
Скважина №306	2,5	0,12
Скважина №314	2,5	0,1
ЗУ-1	2,5	0,12
ЗУ-3	2,5	0,12
ЗУ-4	2,5	0,1
ЗУ-5	2,5	0,11
Граница СЗЗ, Т-1	2,5	0,11
Граница СЗЗ, Т-2	2,5	0,12
Граница СЗЗ, Т-3	2,5	0,11
Граница СЗЗ, Т-4	2,5	0,1
Скважина №2 по периметру полигона (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,425
Скважина №8 по периметру полигона (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,265
Скважина №9 по периметру полигона (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,345
Скважина №10 по периметру полигона (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,235
Скважина №3 на территории промысла (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,25
Скважина №4 на территории промысла (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,4
Скважина №5 на территории промысла (вода). Ср.зн. всех 2-х проб	0	0,285
Скважина №14	2,5	0,1
Скважина №16	2,5	0,12
Скважина №17	2,5	0,1
Скважина №50	2,5	0,1
Скважина №52	2,5	0,1
Скважина №57	2,5	0,11
Скважина №60	2,5	0,12
Скважина №65	2,5	0,11
Скважина №69	2,5	0,1
Скважина №101	2,5	0,11
Скважина №103	2,5	0,11
Скважина №104	2,5	0,1
Скважина №105	2,5	0,1
Скважина №108	2,5	0,1
Скважина №109	2,5	0,12
Скважина №112	2,5	0,09
Скважина №114	2,5	0,1
Скважина №117	2,5	0,12
Скважина №410	2,5	0,11
Скважина №413	2,5	0,11
Скважина №425	2,5	0,12
Скважина №428	2,5	0,11
Скважина №432	2,5	0,1
Скважина №506	2,5	0,11

Скважина №509	2,5	0,12
Скважина №701	2,5	0,11
Скважина №708	2,5	0,13
ГЗУ-1	2,5	0,12
ГЗУ-2	2,5	0,12
УПН	2,5	0,11
УПГ	2,5	0,1
ПСН	2,5	0,12
ГПЭС	2,5	0,1
ЗУ-2	2,5	0,12
Скважина №6 вокруг пруда-испарителя (вода)	0	0,255
Скважина №7 вокруг пруда-испарителя (вода)	0	0,245
Скважина №1 в вахтовом поселке (вода)	0	0,26
Скважина №11 по периметру УПН (вода)	0	0,265
Скважина №12 по периметру УПН (вода)	0	0,42
Скважина №13 по периметру ГЗУ-2 (вода)	0	0,265
Скважина №14 по периметру ПСН-1 (вода)	0	0,34
Граница СЗЗ (почва). Ср.зн. всех 20-ти проб	0	62,4585
Вахтовый поселок (почва). Ср.зн. всех 20-ти проб	0	57,892
Полигон промышленных и бытовых отходов (почва). Ср.зн. всех 20-ти проб	0	63,0195
Площадка ПСН (почва). Ср.зн. всех 8-и проб	0	68,345
Площадка УПН (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	66,208
Площадка УПГ (почва). Ср.зн. всех 9-и проб	0	71,36
Площадка ГЗУ-1 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	59,245
Площадка ГЗУ-2 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	70,509
Площадка ЗУ-1 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	50,299
Площадка ЗУ-2 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	57,851
Площадка ЗУ-3 (почва). Ср.зн. всех 9-и проб	0	64,248
Площадка ЗУ-4 (почва). Ср.зн. всех 9-и проб	0	67,337
Площадка ЗУ-5 (почва). Ср.зн. всех 9-и проб	0	70,401
ГПЭС (почва). Ср.зн. всех 9-и проб	0	66,48
Факел на ГЗУ-1 (почва). Ср.зн. всех 5-и проб	0	62,248
Факел на ГЗУ-2 (почва). Ср.зн. всех 5-и проб	0	64,322
Факел на УПН (почва). Ср.зн. всех 5-и проб	0	70,822
Факел на УПГ (почва). Ср.зн. всех 5-и проб	0	72,808
Площадка нагнетательной скважины №106 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	67,13
Площадка нагнетательной скважины №59 (почва). Ср.зн. всех 10-и проб	0	71,227

Результаты радиационного мониторинга показали, что радиационная обстановка на месторождении находится в пределах допустимых значений.

1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Мангистауская область занимает территорию площадью 165,6 тысяч квадратных километров, что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана. В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 26 аульных и сельских округов.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 ноября 2024г. составила 801,9 тыс. человек, в том числе 368,8 тыс. человек (46%) - городских, 433,1 тыс. человек (54%) - сельских

жителей.

Естественный прирост населения в январе-октябре 2024г. составил 13357 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 14708 человек).

За январь-октябрь 2024г. число родившихся составило 16342 человек (на 5,8% меньше, чем в январе-октябре 2023г.), число умерших составило 2985 человек (на 12,9% больше, чем в январе-октябре 2023г.)

Сальдо миграции положительное и составило - 1729 человека (в январе-октябре 2023г. - 2063 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 2785 человек (3022), во внутренней - отрицательное сальдо -
-1056 человек (-959).

Труд и доходы

Численность безработных в III квартале 2024г. составила 18,3 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 декабря 2024г. составила 18023 человек, или 4,9% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024г. составила 570233 тенге, прирост к III кварталу 2023г. составил 9,8%.

Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024г. составил 99,7%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2024г. составили 272008 тенге, что на 24,8% выше, чем во II квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 13,1%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-ноябре 2024г. составил 2762170 млн. тенге в действующих ценах, что на 4,2% больше, чем в январе-ноябре 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства возросли на 3,5%, в обрабатывающей промышленности - на 16,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено снижение на 1,3%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - увеличилась на 7,4%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2024 года составил 34525,2 млн.тенге, или 101,6% к январю-ноябрю 2023г.

Объем грузооборота в январе-ноябре 2024г. составил 26392,3 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 101,5% к январю-ноябрю 2023г.

Объем пассажирооборота – 5881,7 млн. пкм, или 171,3% к январю-ноябрю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 259570 млн.тенге, или 94,5% к январю-ноябрю 2023 года.

В январе-ноябре 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 2,4% и составила 791 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах - на 9,5% (544 тыс. кв.м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 10,3% (247 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2024г. составил 859676 млн.тенге, или 85,6% к январю-ноябрю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 декабря 2024г. составило 17374 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 1,6%, в том числе 16991 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 14221 единиц, среди которых 13838 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 15170 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 2%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-июнь 2024 года составил в текущих ценах 2217360,6 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2023г. реальный ВРП увеличился на 10,6%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 54%, услуг 38,5%.

Индекс потребительских цен в ноябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 108,3%.

Цены на продовольственные товары выросли на 5,4%, непродовольственные товары - на 11,7%, платные услуги для населения - на 9,3%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. снизились на 5%.

Объем розничной торговли в январе-ноябре 2024г. составил 424192,8 млн. тенге, или на 11,3% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-ноябре 2024г. составил 505264,3 млн. тенге, или 103,1% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-октябре 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 178,7 млн. долларов США и по сравнению с январем-октябрем 2023г. уменьшилась на 16,3%, в том числе экспорт - 18 млн. долларов США (на 65,9% меньше), импорт - 160,7 млн. долларов США (на 0,1% меньше).

Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост. В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений. Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении работ загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

1.3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- недра;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- ландшафты;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Подробная иформация о влиянии намечаемой деятельности на каждый компонент окружающей среды представлены в главе 1.8.

1.4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Недропользователем месторождения Арыстановское является компания ТОО «Кен-Сары на основании Контракта на добычу углеводородного сырья Государственным регистрационным номером №4014-УВС от 29.04.2014 г. на добычу углеводородов на месторождении «Арыстановское» в Мангистауской области Республики Казахстан. Горный отвод, выданный ТОО «Кен-Сары» для осуществления деятельности по недропользованию на месторождении Арыстановское. Площадь горного отвода составляет 50,78 кв. км.

Поисково-разведочное бурение на площади Арыстановское проводились с декабря 1965 г. Первый промышленный приток нефти дебитом 33 $м^3$/сут на 9 мм штуцере получен в июле 1968 года из среднеюрских отложений при опробовании интервала 2720-2729 м в скважине 2.

За период с 1965 по 1974 г. на площади Арыстановское пробурены 17 разведочных скважин, которыми выявлены четыре залежи нефти в отложениях средней и нижней юры – в VI, VII, X и XI горизонтах.

В 1974 году произведен подсчет запасов по указанным горизонтам по категориям C_1+C_2 в объеме 6039 тыс.т геологических, 1812 тыс.т извлекаемых, в том числе по категории C_1 – 2630 тыс.т геологических, 789 тыс.т извлекаемых. Запасы не были учтены в государственном балансе, в связи с постановлением Казахстанского производственного геологического управления

(протокол №93 от 28.10.1974г.) о нерентабельности самостоятельной разработки, консервации геологоразведочных работ и необходимости продолжения разведки.

В 2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» заключен Контракт №1729 от 29.04.2005г. на проведение работ по разведке углеводородного сырья сроком до 29.04.2010г. В 2010 г. заключено Дополнение № 5 (регистр. № 3566 от 26.04.2010 г.) к Контракту № 1729 от 29.04.2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» в связи с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2012г.). В 2012 г. «Компетентный орган» принял решение повторно продлить срок действия Контракта № 1729 от 29.04.2005 г. до апреля 2014 года (письмо МНГ РК № 07-04-14470 от 02.12.2011 г., протокол экспертной комиссии № 12 от 25.11.2011 г.) и на основании которого заключено Дополнение № 6 (регистр. № 3801 от 27.04.2012 г.) с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2014 г.).

В 2005 году с приходом нового недропользователя в лице **ТОО «Кен-Сары»** геологоразведочные работы на площади Арыстановское возобновились.

В 2006 году на месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и выполнена обработка и переинтерпретация полученного материала.

В 2006 году ТОО НЭКФ «OPTIMUM» на основе результатов работ составлен проект разведки. Согласно проекту в 2007-2008 гг. пробурены шесть поисковых скважин (№№51, 52, 53, 54, 55, 56) и расконсервированы и опробованы четыре скважины (№№14, 17, 19, 50), пробуренные в 1971 – 1993 годах.

В 2008 году в основу составления оперативного подсчета запасов нефти и газа (протокол ГКЗ №725-08-П от 15.08.08г., ТОО НЭКФ «OPTIMUM») легли проведенные дополнительные геологоразведочные работы на площади Арыстановское. Оценка запасов по юрским горизонтам (III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI) произведена по состоянию изученности на 01.04.2008 г. Запасы нефти оцененные по категории C_1 составили геологические – 22177 тыс.т и извлекаемые – 7580 тыс.т.

В том же году составлен и утвержден «Проект пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол ЦКР РК №53 от 30.10.2008г.), согласно которого в период с 01.12.2008 по 01.10.2010 гг. на месторождении пробурены 7 опережающих эксплуатационных скважин (№ 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107).

По состоянию на 01.01.2010г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», в рамках которого уточнены технологические показатели разработки на 2010-2011 гг.

В 2010 году составлено «Дополнение №1 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол №131 от 20.04.2011г.), в рамках данного дополнения запроектировано бурение 6 опережающих эксплуатационных скважин.

На месторождении в 2010-2011 гг. наряду с эксплуатационным велось и разведочное бурение, с целью уточнения границы распространения юрских коллекторов, и оконтуривания выявленных залежей. В результате бурения уточнилось геологическое строение пластовых резервуаров, отобран керн из продуктивных горизонтов, получены глубинные и поверхностные пробы, а также по всем скважинам проведены гидродинамические исследования.

В 2011 году по итогам бурения и переинтерпретации материалов сейсмики 3Д ТОО «Научно-производственный центр» выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья месторождения Арыстановское» по состоянию на 21.09.2011 г. (ГКЗ РК протокол №1144-11-П от 20.12.2011 г.).

На утвержденные запасы выполнено «Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», по состоянию на 01.12.2011 г. (протокол № 382 от 19.04.2012 г.) период разведки продлен до 29.04.2014 г.

На 01.01.2013 г. составлен и утвержден «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское».

По состоянию на 01.06.2013г. составлен «Подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское» (ГКЗ РК протокол № 1333-13-У) и состоянию на 01.07.2013г. составлена Технологическая схема разработки и утверждена Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК 25.02.2014 г. протокол № 17-04-273-И.

В 2015 году выполнен «Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.10.2015 г. с уточнением проектных показателей разработки месторождения на 2015-2016 гг. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5/1485-КГН от13.04.2016 г.).

В 2017 году выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.06.2017 г., в котором были уточнены проектные технологические показатели, но при рассмотрении на ЦКРР РК технологические показатели разработки 2018 года были ограничены на уровне показателей 2017 года. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5-2263-и от 28.11.2017 г.).

В 2018 году «Анализ разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.05.2018 г., в котором были пересчитаны технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу ЦКРиР РК № 3/16 от 26.10.2018 г. показатели были утверждены на 3 года 2018-2020 гг.

В 2020 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское Мангистауской области Республики

Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2019 г. (Протокол № 2208-20-У от 14.09.2020 г.). В данной работе с учетом бурения новых скважин уточнено представление о строении ранее установленных продуктивных резервуаров, обоснованы водонефтяные контакты с использованием обработки ГИС, опробования и эксплуатации скважин, в результате чего произошло перераспределение запасов нефти по категориям. Таким образом, по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа составили:

		нефти	***растворенного газа***
- по категории $B+C_1$	*геологические*	*44318 тыс.т.*	*4943,8 млн.м^3*
	извлекаемые	*9326 тыс.т.*	*1063,3 млн.м^3*
- по категории C_2	*геологические*	*13977 тыс.т.*	*1481,4 млн.м^3*
	извлекаемые	*1545 тыс.т*	*223,7 млн.м^3*

В 2020 г. на основе Пересчета запасов выполнен «Проект разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.07.2020 г. утвержденный Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства энергетики РК (Протокол № 11/12 от 18.02.2021 г.). К реализации принят 3 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели.

В 2022 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2022 г.

В 2023 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2023 г.

В 2024 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Арыстановское» по состоянию 01.01.2024 г.

Настоящий «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское» подготовлен по состоянию на 01.07.2024 г. на основе выше приведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

Целью авторов Проекта являлось внедрение плана разработки, который обеспечит максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Арыстановское с учетом изменений в геологическом строении и вводом в эксплуатацию новой залежи. Этим условиям соответствовал рекомендуемый 2 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели.

При разработке месторождения предприятием предусматривается:

1. Осуществлять мероприятия по охране земель, предусмотренные статьей 140 Земельного кодекса Республики Казахстан;

2. При осуществлении хозяйственной и иной деятельности на земельном участке соблюдать строительные, экологические, санитарно-гигиенические и иные специальные требования (нормы, правила, нормативы);

3. По завершению операций по добыче углеводородного сырья сдать земельный участок по акту ликвидации в соответствии со статьей 197 Кодекса о недрах и недропользовании Республики Казахстан.

4.Пылеподавление дорог для исключения их пыления (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов, а также при бурении скважин;

5.Обеспечение траспортных средств при перевозке твердых и пылевидных отходов защитной пленкой или укрывным материалом согласно п. 23 санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-331/2020;

6.Соблюдение требований п. 9 статьи 222 Экологиеского кодекса РК, а именно использование повторно промывочной жидкости при бурении скважин, а также исключение сбросов сточных вод;

7.Внедрение экологически чистых водосберегающих, почвозащитных технологий мероприятий при использовании природных ресурсов, применение малоотходных технологий, совершенствование передовых технических и технологических решений, обеспечивающих снижение эмиссий загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствие с подпунктом 1) пункта 9 раздела 1 приложения 4 к Экологиеского кодекса РК;

8.В случае обнаружения объектов историко-культурного наследия для обеспечения их сохранности предусмотрено организация охранной зоны в размере 40 метров от внешней границы в соответствии с приказом Министерства культуры и спорта РК от 14 апреля 2020 года №86;

9. Оформить публичный и частные сервитуты в соответствии с требованиями Земельного кодекса РК.

Товариществу при проведении работ необходимо соблюдать требования статьи 238 Экологического кодекса Республики Казахстан:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. 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.

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

4. При выборе направления рекультивации нарушенных земель должны быть учтены:

1) характер нарушения поверхности земель;

2) природные и физико-географические условия района расположения объекта;

3) социально-экономические особенности расположения объекта с учетом перспектив развития такого района и требований по охране окружающей среды;

4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне распространения черноземов и интенсивного сельского хозяйства;

5) необходимость восстановления нарушенных земель в непосредственной близости от населенных пунктов под сады, подсобные хозяйства и зоны отдыха, включая создание водоемов в выработанном пространстве и декоративных садово-парковых комплексов, ландшафтов на отвалах вскрышных пород и отходов обогащения;

6) выполнение на территории промышленного объекта планировочных работ, ликвидации ненужных выемок и насыпи, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;

7) овраги и промоины на используемом земельном участке, которые должны быть засыпаны или выположены;

8) обязательное проведение озеленения территории.

5. В случае использования земельных участков для накопления, хранения, захоронения промышленных отходов они должны отвечать следующим требованиям:

1) соответствовать санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам проектирования, строительства и эксплуатации полигонов захоронения промышленных отходов;

2) иметь слабофильтрующие грунты при стоянии грунтовых вод не выше двух метров от дна емкости с уклоном на местности 1,5 процента в сторону водоема, сельскохозяйственных угодий, лесов, промышленных предприятий;

3) размещаться с подветренной стороны относительно населенного пункта и ниже по направлению потока подземных вод;

4) размещаться на местности, не затапливаемой паводковыми и ливневыми водами;

5) иметь инженерную противофильтрационную защиту, ограждение и озеленение по периметру, подъездные пути с твердым покрытием;

6) поверхностный и подземный стоки с земельного участка не должны поступать в водные объекты.

6. Внедрение новых технологий, осуществление мероприятий по мелиорации земель и повышению плодородия почв запрещаются в случае их несоответствия экологическим требованиям, санитарно-эпидемиологическим нормам и правилам, иным требованиям, предусмотренным законодательством Республики Казахстан.

7. Порядок использования земель, подвергшихся радиоактивному и (или) химическому загрязнению, установления охранных зон, сохранения на этих землях жилых домов, объектов производственного, коммерческого и социально-культурного назначения, проведения на них мелиоративных и технических работ определяется с учетом предельно допустимых уровней радиационного и химического воздействий.

8. В целях охраны земель собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия по:

1) защите земель от водной и ветровой эрозий, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения радиоактивными и химическими веществами, захламления, биогенного загрязнения, а также других негативных воздействий;

2) защите земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

3) ликвидации последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

4) сохранению достигнутого уровня мелиорации;

5) рекультивации нарушенных земель, восстановлению плодородия почв, своевременному вовлечению земель в оборот.

9. На землях населенных пунктов запрещается использование поваренной соли для борьбы с гололедом.

1.5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025 - 2051 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 5070 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 8593,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15203,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19628,9 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8077,6 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9060,7 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 92,4 %.

Рентабельный КИН – 0,189 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 1.5.3.1.

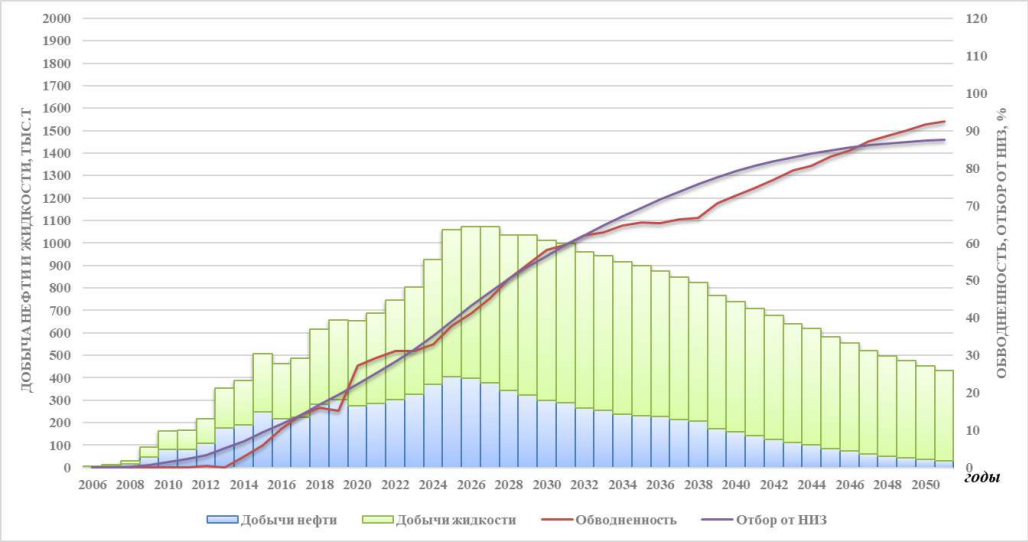


Рисунок 1.5.3.1 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 1

Вариант 2

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2057 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 6289,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9812,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15531,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19957,2 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8255,4 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9238,4 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 91,3 %. Рентабельный КИН – 0,216 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 1.5.3.2.

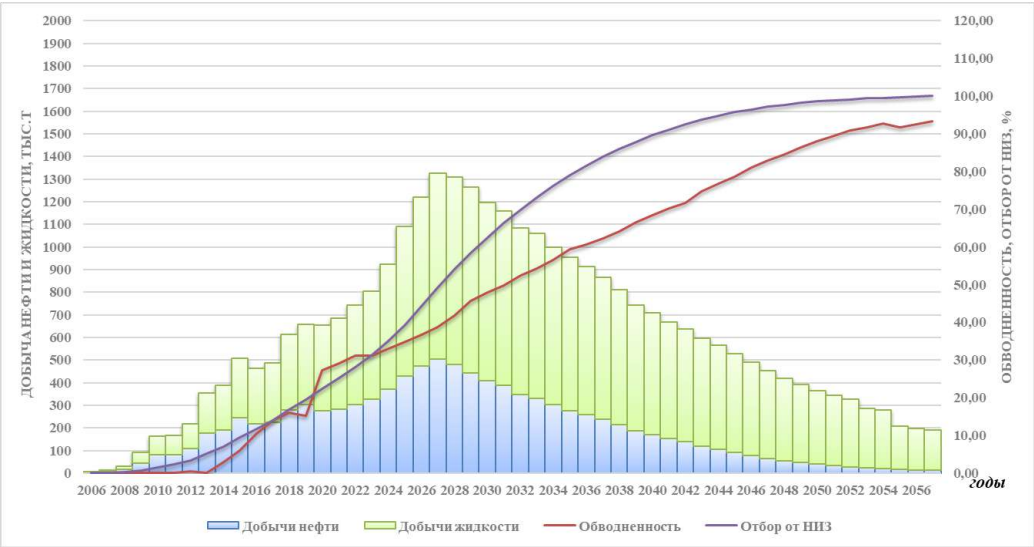


Рисунок 1.5.3.2 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 2

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти.

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом по вариантам приведены в таблицах 1.5.3.1-1.5.3.4.

Таблица 1.5.3.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Арыстановское.

Годы	Ввод скважин из бурения в эксплуатацию			Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд добывающих скважин осущ. ОРЭ горизонтов	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.			Приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.				Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Газа, $м^3$/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	9	8	1	2	154	490,8	0	0	0	123,0	123,0	7,0	14,0	10,5	16,9	1321,0	48,9
2026	0	0	0	3	154	490,8	0	0	0	120,0	120,0	8,0	17,0	9,9	17,3	1228,9	50,2
2027	0	0	0	2	154	490,8	0	0	0	118,0	118,0	8,0	19,0	9,4	18,0	1173,7	48,2
2028	0	0	0	2	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	8,6	18,2	1063,1	48,4
2029	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	8,1	18,6	1010,7	50,7
2030	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	7,6	18,7	952,9	52,4
2031	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	7,2	18,2	904,7	51,9
2032	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	114,0	114,0	8,0	21,0	6,7	18,0	843,8	50,6
2033	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	114,0	114,0	8,0	21,0	6,6	17,5	823,9	50,2
2034	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,3	17,4	766,0	49,7
2035	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,1	17,0	765,6	49,3
2036	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,0	16,6	734,3	49,0
2037	0	0	0	0	154	490,8	7	6	1	106,0	106,0	7,0	20,0	6,0	16,6	724,0	49,7
2038	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	106,0	106,0	7,0	20,0	5,8	16,3	705,9	49,5
2039	0	0	0	0	154	490,8	5	5	0	101,0	101,0	7,0	20,0	5,2	16,7	594,7	48,3
2040	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	101,0	101,0	7,0	20,0	4,7	16,4	569,7	47,7
2041	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	97,0	97,0	7,0	20,0	4,4	16,8	510,8	47,0
2042	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	95,0	95,0	7,0	20,0	4,0	16,7	478,6	46,2
2043	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	93,0	93,0	7,0	20,0	3,6	16,6	406,7	44,8
2044	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	93,0	93,0	7,0	20,0	3,2	16,2	388,3	44,0
2045	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	89,0	89,0	7,0	20,0	2,8	16,3	317,8	42,5
2046	0	0	0	0	154	490,8	3	3	0	86,0	86,0	7,0	20,0	2,6	16,3	305,9	41,4
2047	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	82,0	82,0	7,0	20,0	2,2	16,4	249,3	39,9
2048	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	82,0	82,0	7,0	20,0	1,9	15,9	226,2	38,9
2049	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	80,0	80,0	7,0	20,0	1,6	15,8	200,6	37,9
2050	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,3	15,6	162,4	36,8
2051	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,1	15,1	139,6	35,8
2052	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,0	14,6	121,3	34,9
2053	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	0,8	14,1	104,7	34,1

Таблица 1.5.3.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Арыстановское.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	**405,9**	4,1	6,5	3929,4	40,0	0,086	653,4	653,4	5078,9	3765,4	37,9	213,8	1196,9	27	51,164	530,045
2026	**386,4**	3,9	6,6	4315,9	44,0	0,095	675,0	675,0	5753,8	4440,3	42,8	276,3	1473,2	34	47,912	577,957
2027	**358,6**	3,7	6,5	4674,5	47,6	0,103	690,2	690,2	6444,1	5130,6	48,0	297,0	1770,2	37	44,997	622,955
2028	**322,6**	3,3	6,3	4997,1	50,9	0,110	685,9	685,9	7130,0	5816,5	53,0	329,4	2099,6	42	40,067	663,021
2029	**305,4**	3,1	6,3	5302,4	54,0	0,117	702,8	702,8	7832,8	6519,3	56,6	344,8	2444,4	43	38,093	701,114
2030	**285,0**	2,9	6,3	5587,4	56,9	0,123	703,7	703,7	8536,5	7223,0	59,5	356,3	2800,7	45	35,914	737,028
2031	**271,7**	2,8	6,4	5859,1	59,7	0,129	687,5	687,5	9224,0	7910,5	60,5	352,9	3153,5	46	34,098	771,126
2032	**250,0**	2,5	6,3	6109,1	62,3	0,134	665,4	665,4	9889,4	8575,9	62,4	344,3	3497,9	47	31,255	802,381
2033	**244,0**	2,5	6,6	6353,1	64,7	0,140	648,2	648,2	10537,6	9224,2	62,4	341,2	3839,1	48	30,516	832,896
2034	**231,0**	2,4	6,7	6584,2	67,1	0,145	632,9	632,9	11170,6	9857,1	63,5	338,0	4177,1	49	27,875	860,771
2035	**223,3**	2,3	6,9	6807,5	69,4	0,150	619,1	619,1	11789,7	10476,2	63,9	335,7	4512,8	50	27,858	888,629
2036	**219,2**	2,2	7,3	7026,7	71,6	0,154	605,7	605,7	12395,4	11081,9	63,8	333,6	4846,4	50	26,720	915,350
2037	**206,9**	2,1	7,4	7233,6	73,7	0,159	573,0	573,0	12968,4	11654,9	63,9	322,2	5168,7	51	24,934	940,284
2038	**199,9**	2,0	7,7	7433,5	75,8	0,163	562,3	562,3	13530,7	12217,2	64,5	320,7	5489,4	52	24,311	964,595
2039	**169,6**	1,7	7,1	7603,1	77,5	0,167	548,6	548,6	14079,4	12765,9	69,1	312,7	5802,1	53	19,516	984,111
2040	**155,0**	1,6	7,0	7758,1	79,1	0,170	539,8	539,8	14619,1	13305,6	71,3	309,1	6111,2	54	18,696	1002,807
2041	**140,0**	1,4	6,8	7898,0	80,5	0,174	528,6	528,6	15147,8	13834,3	73,5	304,7	6415,9	55	16,099	1018,906
2042	**123,5**	1,3	6,4	8021,5	81,7	0,176	516,1	516,1	15663,8	14350,4	76,1	299,1	6714,9	56	14,773	1033,678
2043	**107,4**	1,1	6,0	8129,0	82,8	0,179	500,1	500,1	16163,9	14850,5	78,5	290,4	7005,3	57	12,289	1045,968
2044	**98,1**	1,0	5,8	8227,1	83,8	0,181	488,6	488,6	16652,5	15339,0	79,9	285,0	7290,3	58	11,732	1057,700
2045	**82,0**	0,8	5,2	8309,1	84,7	0,183	470,9	470,9	17123,4	15809,9	82,6	275,3	7565,6	59	9,189	1066,889
2046	**71,7**	0,7	4,8	8380,8	85,4	0,184	455,6	455,6	17579,0	16265,5	84,3	268,0	7833,7	59	8,548	1075,437
2047	**57,9**	0,6	4,0	8438,7	86,0	0,185	438,2	438,2	18017,2	16703,7	86,8	258,9	8092,5	60	6,642	1082,079
2048	**49,5**	0,5	3,6	8488,3	86,5	0,187	424,1	424,1	18441,3	17127,8	88,3	252,2	8344,7	61	6,025	1088,104
2049	**42,3**	0,4	3,2	8530,6	86,9	0,187	409,7	409,7	18850,9	17537,4	89,7	245,4	8590,1	62	5,213	1093,317
2050	**34,1**	0,3	2,7	8564,7	87,3	0,188	395,7	395,7	19246,6	17933,1	91,4	238,4	8828,5	63	4,116	1097,433
2051	**29,1**	0,3	2,3	8593,8	87,6	0,189	382,2	382,2	19628,9	18315,4	92,4	232,2	9060,7	64	3,537	1100,970
2052	**25,0**	0,3	2,1	8618,8	87,8	0,189	369,4	369,4	19998,2	18684,7	93,2	226,4	9287,1	65	3,074	1104,043
2053	**21,4**	0,2	1,8	8640,2	88,0	0,190	357,0	357,0	20355,2	19041,7	94,0	220,8	9507,9	66	2,654	1106,698

Таблица 1.5.3.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Арыстановское.

Годы	Ввод скважин из бурения в эксплуатацию			Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд добывающих скважин осущ. ОРЭ горизонтов	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.			Приемистость нагнетательных скважин, м^3/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.				Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зирован-ных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Газа, м^3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	10	10	0	4	155	493,9	0	0	0	123	123	4	15	10,8	16,6	1451,8	41,9
2026	10	10	0	6	165	524,9	0	0	0	127	127	5	21	11,4	18,0	1547,8	41,9
2027	10	10	0	4	175	555,9	0	0	0	133	133	7	25	11,4	18,7	1548,6	44,7
2028	0	0	0	6	175	555,9	0	0	0	127	127	9	31	10,7	18,5	1468,0	39,7
2029	0	0	0	4	175	555,9	0	0	0	123	123	10	35	10,0	18,7	1388,6	36,7
2030	0	0	0	3	175	555,9	0	0	0	120	120	10	38	9,4	18,4	1299,1	32,9
2031	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	119	119	10	39	8,7	17,9	1210,5	31,4
2032	0	0	0	2	175	555,9	0	0	0	117	117	10	41	8,0	16,9	1102,2	28,3
2033	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	116	116	9	42	7,7	16,7	1053,3	27,0
2034	0	0	0	6	175	555,9	0	0	0	110	110	9	48	7,3	16,4	1003,0	22,7
2035	0	0	0	2	175	555,9	3	2	1	106	106	9	49	7,0	16,4	940,3	21,4
2036	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	105	105	9	50	6,6	16,0	882,5	20,4
2037	0	0	0	1	175	555,9	3	2	1	102	102	9	50	6,2	15,8	824,5	19,6
2038	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	102	102	9	50	5,6	15,1	733,4	18,8
2039	0	0	0	0	175	555,9	11	7	4	95	95	8	46	5,3	14,9	687,0	18,7
2040	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	95	95	8	46	4,9	14,3	622,8	18,3
2041	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	90	90	8	44	4,6	14,3	578,6	18,2
2042	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	90	90	8	44	4,3	13,7	528,0	17,7
2043	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	85	85	8	42	3,8	13,8	484,5	17,6
2044	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	85	85	8	42	3,4	13,2	428,3	16,8
2045	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	80	80	8	40	3,2	13,1	389,7	16,6
2046	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	80	80	8	40	2,6	12,3	321,0	15,6
2047	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	75	75	8	38	2,4	12,0	281,1	15,1
2048	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	75	75	8	38	2,0	11,1	232,9	14,0
2049	0	0	0	0	175	555,9	8	5	3	70	70	8	35	1,8	10,9	202,5	14,0
2050	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	70	70	8	35	1,5	10,1	165,7	12,9
2051	0	0	0	0	175	555,9	6	4	2	66	66	8	33	1,3	9,9	143,2	12,7
2052	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	66	66	8	33	1,1	9,3	117,6	11,8
2053	0	0	0	0	175	555,9	18	9	9	57	57	6	24	1,0	9,0	103,9	12,2
2054	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	57	57	6	24	0,9	8,6	85,9	11,3
2055	0	0	0	0	175	555,9	1	1	0	56	56	6	24	0,7	7,2	71,7	10,6
2056	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	56	56	6	24	0,6	6,8	59,5	9,9
2057	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	56	56	6	24	0,6	6,4	49,5	9,3

Таблица 1.5.3.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Арыстановское.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	430,6	4,4	6,8	3954,2	40,3	0,087	661,0	661,0	5086,4	3772,9	34,8	206,7	1189,7	25	57,739	536,621
2026	472,5	4,8	8,1	4426,6	45,1	0,097	746,1	746,1	5832,5	4519,0	36,7	288,9	1478,6	31	64,088	600,708
2027	503,7	5,1	9,4	4930,3	50,2	0,108	823,2	823,2	6655,6	5342,1	38,8	366,8	1845,3	36	68,156	668,864
2028	475,4	4,8	9,7	5405,7	55,1	0,119	818,8	818,8	7474,5	6161,0	41,9	403,9	2249,2	41	64,946	733,810
2029	434,3	4,4	9,9	5840,1	59,5	0,128	809,5	809,5	8284,0	6970,5	46,3	421,9	2671,1	44	60,066	793,876
2030	398,0	4,1	10,0	6238,1	63,6	0,137	779,3	779,3	9063,3	7749,8	48,9	411,1	3082,2	45	54,932	848,808
2031	366,3	3,7	10,2	6604,3	67,3	0,145	752,8	752,8	9816,1	8502,6	51,3	402,4	3484,6	46	50,791	899,599
2032	329,3	3,4	10,3	6933,6	70,7	0,152	697,8	697,8	10513,9	9200,4	52,8	380,9	3865,5	47	45,521	945,120
2033	312,5	3,2	10,9	7246,2	73,8	0,159	678,4	678,4	11192,3	9878,8	53,9	372,9	4238,4	48	42,826	987,946
2034	284,1	2,9	11,1	7530,3	76,7	0,165	636,1	636,1	11828,4	10514,9	55,3	357,2	4595,6	49	38,820	1026,766
2035	262,1	2,7	11,5	7792,4	79,4	0,171	612,9	612,9	12441,4	11127,9	57,2	343,8	4939,4	50	35,177	1061,943
2036	244,5	2,5	12,1	8036,9	81,9	0,177	591,8	591,8	13033,1	11719,6	58,7	334,5	5273,9	50	32,728	1094,671
2037	225,1	2,3	12,7	8262,0	84,2	0,182	572,4	572,4	13605,5	12292,0	60,7	322,0	5595,9	51	29,775	1124,446
2038	203,1	2,1	13,1	8465,1	86,3	0,186	546,6	546,6	14152,1	12838,6	62,8	308,3	5904,2	51	26,483	1150,930
2039	179,0	1,8	13,3	8644,2	88,1	0,190	498,3	498,3	14650,4	13336,9	64,1	283,1	6187,3	52	23,013	1173,942
2040	163,8	1,7	14,0	8807,9	89,8	0,194	479,5	479,5	15129,9	13816,4	65,8	276,8	6464,1	53	20,864	1194,807
2041	147,5	1,5	14,7	8955,4	91,3	0,197	454,8	454,8	15584,7	14271,2	67,6	262,5	6726,6	54	18,441	1213,248
2042	136,1	1,4	15,9	9091,4	92,6	0,200	437,6	437,6	16022,3	14708,8	68,9	255,9	6982,5	55	16,830	1230,078
2043	116,4	1,2	16,1	9207,8	93,8	0,202	416,9	416,9	16439,2	15125,7	72,1	242,3	7224,8	55	14,655	1244,733
2044	103,0	1,0	17,0	9310,8	94,9	0,205	398,3	398,3	16837,5	15524,0	74,1	231,4	7456,2	56	12,957	1257,691
2045	90,3	0,9	18,0	9401,1	95,8	0,207	375,2	375,2	17212,7	15899,2	75,9	218,6	7674,8	56	11,154	1268,845
2046	75,7	0,8	18,4	9476,8	96,6	0,208	351,5	351,5	17564,2	16250,8	78,5	204,7	7879,5	57	9,188	1278,033
2047	63,7	0,6	18,9	9540,5	97,2	0,210	323,8	323,8	17888,0	16574,5	80,3	188,8	8068,4	58	7,590	1285,623
2048	53,8	0,5	19,8	9594,3	97,8	0,211	299,1	299,1	18187,1	16873,6	82,0	174,4	8242,8	58	6,290	1291,912
2049	44,8	0,5	20,5	9639,1	98,2	0,212	277,1	277,1	18464,2	17150,7	83,8	161,1	8403,9	59	5,138	1297,051
2050	37,4	0,4	21,5	9676,5	98,6	0,213	257,2	257,2	18721,4	17407,9	85,5	148,7	8552,6	59	4,205	1301,256
2051	31,3	0,3	23,0	9707,8	98,9	0,213	239,5	239,5	18960,9	17647,4	86,9	137,6	8690,2	59	3,447	1304,703
2052	26,4	0,3	25,1	9734,2	99,2	0,214	223,9	223,9	19184,8	17871,3	88,2	127,4	8817,6	59	2,831	1307,533
2053	21,1	0,2	26,8	9755,3	99,4	0,214	185,2	185,2	19370,0	18056,5	88,6	95,8	8913,4	53	2,131	1309,664
2054	18,0	0,2	31,1	9773,3	99,6	0,215	175,4	175,4	19545,3	18231,9	89,8	89,4	9002,8	53	1,761	1311,426
2055	15,1	0,2	38,0	9788,4	99,7	0,215	145,6	145,6	19691,0	18377,5	89,6	83,6	9086,5	60	1,446	1312,871
2056	13,0	0,1	52,8	9801,4	99,9	0,215	137,0	137,0	19827,9	18514,4	90,5	78,4	9164,8	60	1,200	1314,071
2057	11,2	0,1	96,7	9812,6	100,0	0,216	129,3	129,3	19957,2	18643,7	91,3	73,6	9238,4	60	0,998	1315,070

1.5.2. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.01.2025 г. добывающий фонд состоит из 117 скважин, из них действующий добывающий фонд - 110 скважин, 7 скважин №№ 56, 103, 211, 225, 306, 329, 423 – в бездействии.

На месторождении Арыстановское обустроены следующие объекты:

- Устья добывающих скважин.
- Выкидные линии от скважин до замерных установок.
- АГЗУ «Мера» ММ 40-14-400 – 5 ед.
- ГЗУ-1 с замерной установкой «Спутник» АМ 40-10-400 и ГЗУ-2 с замерной установкой «Озна-Массомер-Е 1500».
- Промысловые коллекторы:
  - от ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3 до ГЗУ-1;
  - от ЗУ-4, ЗУ-5, ГЗУ-1 и ГЗУ-2 до УПН;
  - от УПН до ПСН.
- Установка подготовки нефти (УПН), принятая в эксплуатацию Государственной приёмочной комиссией в сентябре 2012 г.
- Нефтепровод для сдачи товарной нефти в МН АО «КазТрансОйл» (точка врезки в районе 219 км нефтепровода «Н-Узень-Самара»).
- Промысловый газопровод от УПН до УПГ.
- Установка подготовки газа (УПГ) производительностью 120 млн.нм^3/год по газу и 64,5 тыс.т/год по ШФЛУ, принятая в эксплуатацию Государственной приёмочной комиссией в мае 2014 г.
- Газопровод диаметром 219 мм до врезки в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» (район 890 км) компании «Интергаз Центральная Азия». Газопровод введён в строй актом государственной приёмочной комиссии от 19.03.2014 г.

1.5.2.1. Система сбора продукции скважин

Нефтяная эмульсия по нефтесборным сетям поступает на Зу-1, 2, 3, 4, 5, ГЗУ-1, ГЗУ-2 и на ЗУ в составе УПН.

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

- АГЗУ типа «Спутник» или «Озна»;

- Нефтегазосепаратор;
- Газосепаратор;
- Печь для подогрева нефти;
- Ёмкость подземная дренажная;
- Установка дозирования хим.реагентов;
- Факельная установка;
- Конденсатосборник.

Процесс осуществляется следующим образом: поток продукции со скважин по выкидным линиям поступает на замерную установку «Спутник», далее на печь подогрева, где происходит подогрев до 70°С и далее на нефтегазосепаратор (НГС). В НГС происходит отделение газа от нефти. Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит его осушка. Далее газ идёт на собственные нужды на печь подогрева.

После замера продукция скважин поступает на УПН для окончательной подготовки.

Принципиальная схема системы внутрипромыслового сбора продукции скважин месторождения Арыстановское представлена на рисунке 1.5.2.1.

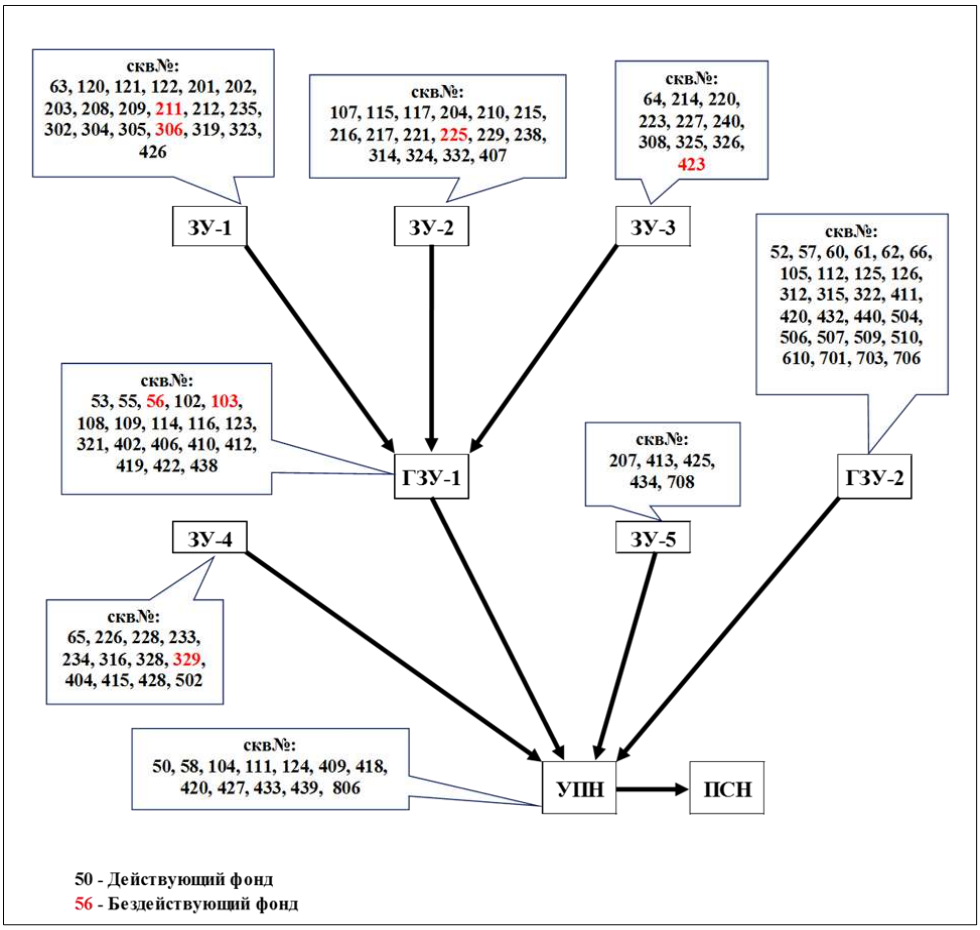


Рисунок 1.5.2.1 – Принципиальная схема системы промыслового сбора продукции скважин месторождения Арыстановское

Схема системы промыслового сбора продукции скважин месторождения Арыстановское представлена на рисунке 1.5.2.2.

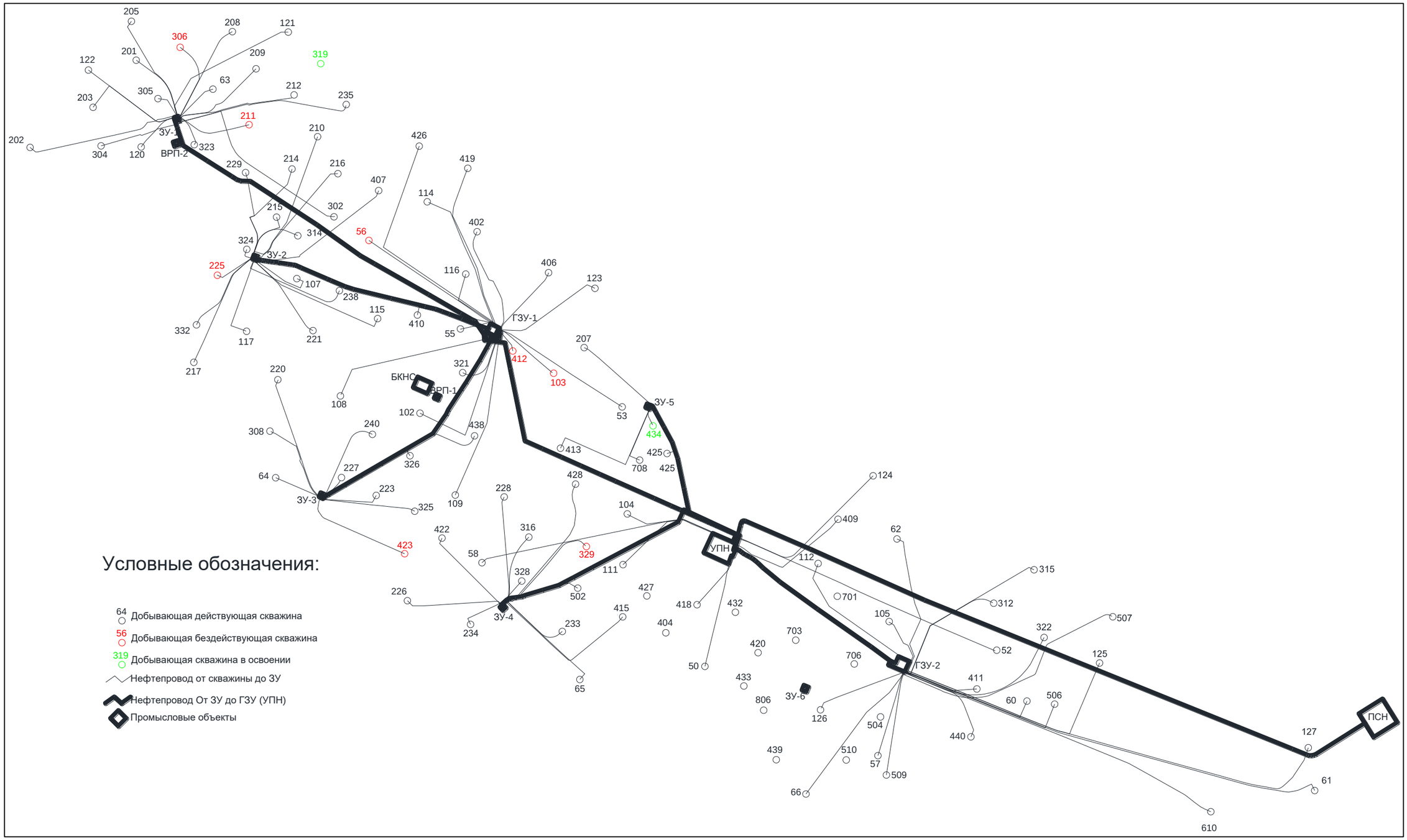


Рисунок 1.5.2.2 – Схема системы промыслового сбора продукции скважин месторождения Арыстановское

1.5.2.2. Система подготовки и сдачи нефти

Подготовка нефти на месторождении Арыстановское до товарного качества осуществляется на установке подготовки нефти.

В состав сооружений УПН входят следующие площадки и оборудования:

- Автоматизированная замерная установка «Спутник АМ 40-10-400»;
- Нефтегазосепаратор первой ступени НГС II-1,6-2400-1-И, V=50м^3;
- Газосепаратор ГС 1-2,5-600-1-И, V =0,8м^3;
- Подогреватели нефти ПП-0,63А; (4шт);
- Отстойники горизонтальные ОГН-П-50-1,6-1, V=50м^3; (2шт);
- Концевой сепаратор НГС-11-1.6-1500-1-И, V=12,5 м^3;
- Резервуарный парк РВС-1,2,3,7 объемом V=500 м^3 (4 шт.);
- Нефтяная насосная:
- Насосы тех. нефти тип ЦНСАн 38-88 (2шт.);
- Насосы товарной нефти тип ЦНСАн 38-88 (2шт.);
- Емкость подземная дренажная поз. ДР-1 тип ЕП-63-3000-1-2 с погружным электронасосным агрегатом НВ-50-50; V=63м^3;
- Емкость подземная дренажная поз. ДР-2 тип ЕП-16-2000-1300-2, V=16м^3;
- Емкость подземная дренажная поз. ДР-3 тип ЕП-63-3000-1-2 с погружным электронасосным агрегатом НВ-50-50; V=63м^3;
- Совмещенная факельная установка поз. Ф-1 с БЗР Ду150мм/Ду80мм, Н=25м;
- Газовый расширитель ТГР -500 на газопроводе условно низкого давления Рр.=0,105МПа;
- Газовый расширитель ТГР -500 на газопроводе давления условно высокого давления Рр.=0,25МПа;
- Блок химреагентов БР (установка дозирования химреагентов) УДХ-2,5 (2шт);
- Резервуар для хранения пластовой воды РВС-4 V=400м^3;
- Насосы пластовой воды поз. Н-7,8 тип ЦНСА 13-70 (2 шт.-1 раб;1 рез);
- Нефтеналивной стояк АСН -100А.

Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин месторождения Арыстановское представлена на рисунке 1.5.2.3.

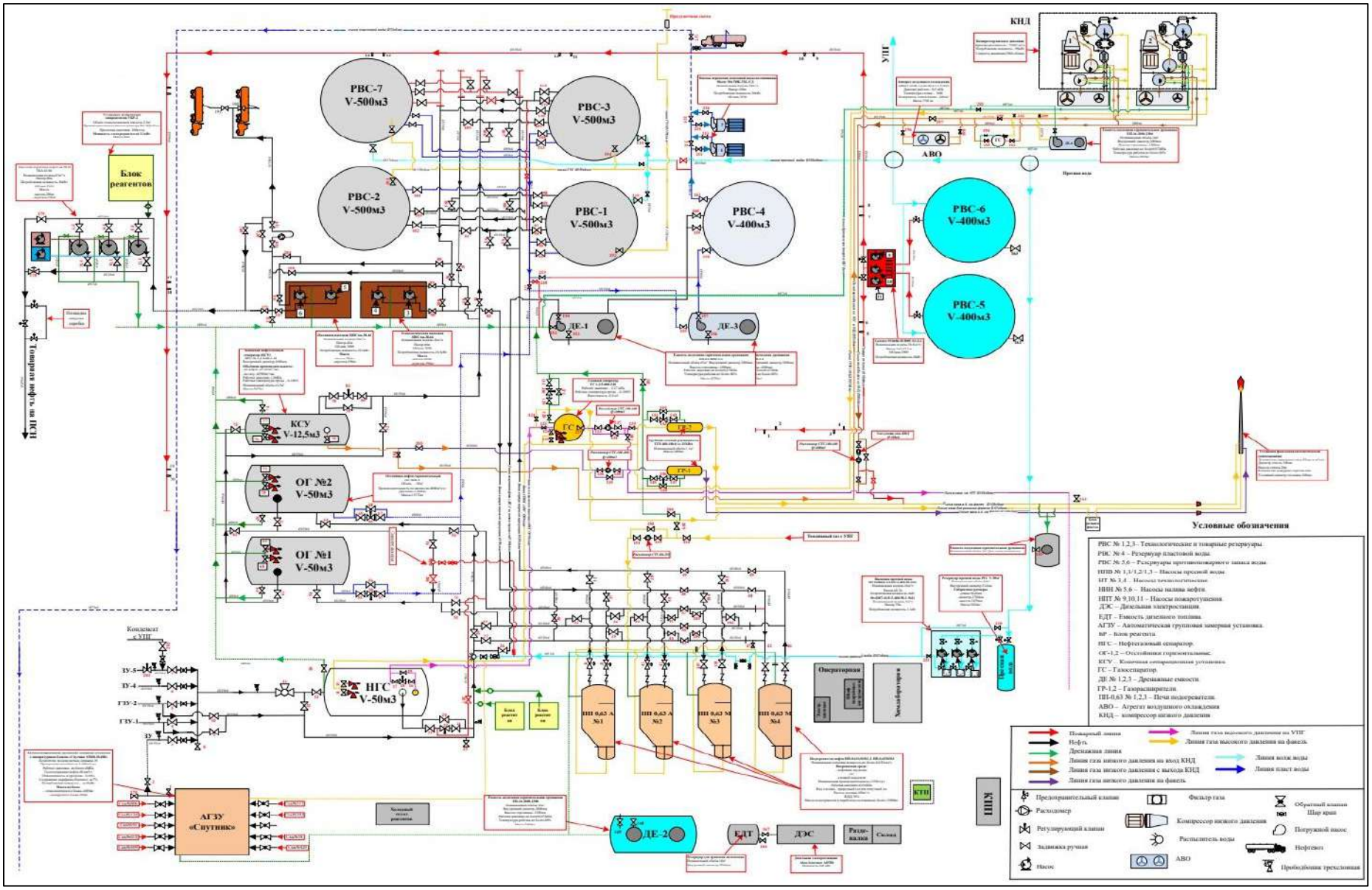


Рисунок 1.5.2.3 – Технологическая схема установки подготовки продукции скважин месторождения Арыстановское

Продукция скважин с ГЗУ-1,2. ЗУ-4,5 по нефтесборным коллекторам поступает на вход АЗУ «Спутник» АМ-40-10-400, где производится раздельный учет поступающей нефти, попутного газа и пластовой воды. Далее газожидкостная смесь поступает в нефтегазовый сепаратор 1-ой ступени сепарации НГС V-50 м^3, в котором при давлении 0,5 МПа и температуре 40°С происходит разделение нефтяной эмульсии и газа. Выделившийся в нефтегазовом сепараторе попутный нефтяной газ направляется в газовый сепаратор поз. ГС, где осуществляется очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подаётся на подогреватели нефти поз. П-1,2,3,4, а остаток по газопроводу Ø273*8мм транспортируется на установку переработки газа УПГ ТОО «КЕН-САРЫ» для дальнейшего использования.

Водонефтяная эмульсия после нефтегазового сепаратора 1-ой ступени НГС подается в подогреватели П-1,2,3,4, где происходит её нагрев до температуры 70°С. Для повышения эффективности процесса обезвоживания и обессоливания нефти перед поступлением в печи подогрева из блока дозирования реагентов БР в поток нефтегазовой смеси подается химреагент – деэмульгатор.

Подогретая в печах подогрева до температуры 70°С нефтяная эмульсия последовательно поступает в параллельно работающие горизонтальные отстойники ОГ-1,2 объемом 50 м^3 каждый, где происходит II-ступень сепарации газа от нефти и частичное обезвоживание поступающей нефти.

Нефть из отстойников ОГ-1,2 с содержанием воды не более 5% поступает на концевую сепарационную установку (КСУ) объемом 12,5 м^3, для окончательной дегазации нефти при давлении 0.02-0.2МПа. Вода из отстойников нефти сбрасывается в дренажную ёмкость поз. ДЕ-3 и в дальнейшем используется для технических целей промысла.

Нефть из КСУ с помощью насосов перекачки нефти (Н-3,4) поступает в резервуарный парк хранения нефти.

Резервуарный парк состоит из четырех вертикальных резервуаров РВС-1,2,3,7 два из них технологические резервуары объемом 500м^3, один накопительный резервуар для хранения товарной нефти, и введённый в эксплуатацию РВС-7, с возможностью использования, как в качестве резервуара для хранения нефти, так и в качестве технологического резервуара - для процесса обессоливания.

В технологических резервуарах происходит окончательное отделение воды до концентрации 0,8% путем гравитационного отстоя.

После отстоя подтоварная вода сливается на резервуар пластовой воды РВС-4 объемом 400м^3. Пластовая вода из резервуара РВС-4 насосами Н-7,8 откачивается в систему ППД.

Отстоявшаяся в резервуарах РВС-1,2,3,7 и подготовленная до товарного качества нефть насосами Н-5,6 откачивается на пункт сдачи нефти (ПСН), затем подаётся в нефтепровод и

сдаётся в МН АО «КазТрансОйл» (точка врезки в районе 219 км нефтепровода «Н-Узень-Самара»).

Для аварийного опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все технологические аппараты УПН оснащены общей дренажной системой. Сброс дренажа осуществляется со всех отсеков аппаратов по дренажным линиям в дренажные емкости.

Все сосуды, работающие под давлением оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется на факел сжигания газа.

1.5.2.3. Система подготовки и сдачи газа

От УПН сырой газ транспортируется под давлением 0,2-0,4 МПа и температуре 20°С на УПГ.

В состав УПГ входят следующие сооружения:

- Входной газосепаратор ГС2-1,0-2000.
- Блочно-комплектное устройство (БКУ) компрессорной станции, в составе скрубберов газа 1-й, 2-й, 3-й и 4-й ступеней компримирования, концевого горизонтального трёхфазного сепаратора, компрессорной станции, аппаратов воздушного охлаждения сжимаемого газа и жидкости, дренажной ёмкости с погружным насосом.
- БКУ холодильной установки, в составе скруббера, винтового компрессора хладоагента, аппарата воздушного охлаждения и аккумулятора хладоагента.
- БКУ регенерации гликоля, в составе трёхфазного сепаратора, теплообменников (3 шт), мешочного и угольного фильтров, регенератора, испарительной колонны, центробежных насосов (4шт), теплообменников «газ-теплоноситель» (2 ед), др. ёмкости.
- БКУ фракционирования, в составе колонны деэтанизатора с ребойлером.
- БКУ низкотемпературной сепарации, в составе трёхфазного сепаратора, теплообменников (3 шт), газового чиллера и экономайзера хладоагента.
- Блок хранения и отгрузки ШФЛУ, в составе резервуаров в количестве 8 шт, объёмом 200 м^3, насосов (2 ед), стояка для налива в автоцистерны, газосепаратора, дренажной ёмкости, продувочной свечи.
- Блок факельной системы, в составе факельного сепаратора, газового расширителя, дренажной ёмкости с насосом.
- БКУ сбора и перекачки конденсата, в составе резервуара объёмом 10 м^3, насосов (2 ед). Готовой продукцией УПГ являются товарный газ и широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ).

Сырой газ во входном газосепараторе разделяется на жидкую и газовую фазы. Конденсат дренируется и далее перекачивается насосами на УПН.

Газ направляется на компримирование до 5,6 МПа. После сжатия от каждой ступени,

компримированный газ охлаждается.

Сжатый газ под давлением 5,6 МПа и температурой +45°С подаётся в трёхфазный сепаратор, где происходит очередная очистка от капельной жидкости и разделение жидкой фазы на конденсат и воду.

Газ направляется в теплообменники для охлаждения, откуда подаётся во фреоновый охладитель, где температура понижается до минус 10°С и далее в трёхфазный низкотемпературный сепаратор.

Жидкая низкотемпературная фракция отправляется в деэтанизационную колонну, где происходит процесс разделения ШФЛУ, метана и этана.

Подготовленный газ из деэтанизационной колонны под давлением 2 МПа и температуре +6°С направляется на 3-ю ступень компримирования и в теплообменник.

ШФЛУ транспортируется на склад, откуда отгружается потребителю автомобильным транспортом.

Осушенный товарный газ, соответствующий СТ РК 1666-2007, транспортируется по газопроводу диаметром 219 мм до врезки в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» (район 890 км) компании «Интергаз Центральная Азия». Газопровод введён в строй актом государственной приёмочной комиссии от 19.03.2014 г.

1.5.2.4. Проектные решения по системе сбора и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в 2025 г. бурение 10-ти добывающих скважин, в 2026 г. бурение 10-ти добывающих скважин, в 2027 г. бурение 10-ти добывающих скважин.

Ввод скважин в эксплуатацию предполагает обустройство устья скважин, строительство выкидной линии и организацию системы сбора, замера и транспортировки добываемой продукции.

1.5.2.5. Технологические потери нефти

При эксплуатации промысловых и производственных объектов месторождения Арыстановское имеют место неизбежные технологические потери нефти.

Предприятие должно вести учёт технологических потерь углеводородного сырья.

В целях учета недропользователем количества, извлекаемых из недр нефти, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение технологических потерь и рациональное использование добываемого углеводородного сырья, производится периодический расчет технологических потерь для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добыче.

В 2020 г. специалисты АО «НИПИнефтегаз» выполнили расчёт «Определение технологических потерь нефти, газа, конденсата и ШФЛУ на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

Среднегодовые технологические потери нефти (в % от добычи) составили 0,5131077%, в том числе от испарения – 0,5122987%, за счёт уноса со сточной водой – 0,000809%.

Основные источники технологических потерь нефти: от испарения в системе сбора, от испарения при первичной сепарации на ГЗУ, от испарения при подготовке на УПН, от испарения при подготовке на ПСН, от испарения при транспортировке по нефтепроводу ПСН-АО «КТО», за счёт уноса со сточной водой, за счёт уноса капельной жидкости попутным газом. Расчёт выполнен в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата».

По информации Недропользователя УПГ месторождения Арыстановское будет закрываться на планово-производственный ремонт (ППР) на 3 суток, при этом 50% фонда скважин будут закрываться на 3 суток, добыча нефти в этот период составит 50% от плановой.

1.5.3. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В настоящее время утилизация газа осуществляется в соответствии с:

- «Программой развития переработки сырого газа месторождения Арыстановское на 2024-2025 гг.», разработанной ТОО «РЭНГМ» и утвержденной Рабочей группой Министерства энергетики РК (протокол № 3 от 01.09.2024 г.).
- «Корректировкой «Программы развития переработки сырого газа месторождения Арыстановское на 2024-2025 гг.» с технологическими показателями на 2025 г., разработанной ТОО «РЭНГМ» и утвержденной Рабочей группой Министерства энергетики РК (протокол № 17/3 от 23.08.2024 г.).

Разрешение на сжигание газа за № KZ22VPC00021591 от 14.11.2023 г. в объеме 0,739825228 млн. м³ на период с 01.01.2024 г. - 31.12.2024 г.

Разрешение на сжигание газа за № KZ40VPC00024565 от 07.11.2024 г. в объеме 0,859121718 млн. м³ на период с 01.01.2025 г. - 31.12.2025 г., в том числе по категориям: V_6-0, V_7-0,42945432 млн. м³, V_8-0,429667398 млн. м³, V_9-0 при добыче газа 71,987 млн. м^3.

В 2020 г. специалисты АО «НИПИнефтегаз» выполнили расчёт «Определение технологических потерь нефти, газа, конденсата и ШФЛУ на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары». Технологические потери газа составили 29462,556 м^3/год, в том числе на ГЗУ-1 -1169,69 м^3/год, на ГЗУ-2 – 875,09 м^3/год, на УПН – 2551,71 м^3/год, на УПГ -24866,06 м^3/год.

Основные источники технологических потерь газа: через неплотность соединений и уплотнений, из линейных частей газопроводов (неплотности и микротрещины), на компрессорных установках.

Расчёт выполнен в соответствии с РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании».

В соответствии с существующим положением в системе сбора и подготовки нефти на месторождении Арыстановское основными объектами потребления газа являются:

- Газогенераторная установка марки G3516-EPG-LE в количестве 8 штук (7 – в работе, 1 – в резерве) (потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной установки составляет 232 м^3/ч).
- печи подогрева типа ПП-0.63 в количестве 11 шт, 4 из которых расположены на УПН и по одной на ГЗУ-1, ГЗУ-2, ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4 и ЗУ-5. Фактическое потребление газа для одной печи составляет (таблица 6.4.1):
- печи подогрева нефти ПБТ-1,6М в количестве 3 шт, установлены на ПСН. Фактическое потребление газа для одной печи составляет (таблица 6.4.2);
- Газовая печь УН-0,2М3 в количестве 2 ед. установлены на УПН (фактическое потребление газа составляет 9,5 м^3/час).
- Котельная в вахтовом посёлке БКУ-600. Фактическое потребление газа печи составляет 13,5 м^3/час.
- Котельная на УПГ. Фактическое потребление газа печи составляет 33 м^3/час.
- Компрессорная станция (с тремя газопоршневыми двигателями Waukescha, два резервных). Фактическое потребление газа для одной печи составляет 390 м^3/час.
- Жаротрубный нагреватель Н-500. Фактическое потребление газа составляет 60 м^3/час.

Таблица 1.5.5.1 – Потребление газа печами ПП-0,63

Наименование	кол-во, ед.	расход газа, м^3\час
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №1 УПН	1	43,88
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №2 УПН	1	43,88
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №3 УПН	1	43,88
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №4 УПН	1	43,88
Печь подогрева нефти ПП-0,63 ГЗУ-1	1	52,27
Печь подогрева нефти ПП-0,63 ГЗУ-2	1	29,17
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-1	1	47
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-2	1	29
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-3	1	23
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-4	1	43
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-5	1	26

Таблица 1.5.5.2 – Потребление газа печами ПТБ-1,6М

Наименование	кол-во, ед.	расход газа, м^3\час
Печь подогрева нефти ПТБ-1,6М	1	70
Печь подогрева нефти ПТБ-1,6М	1	71
Печь подогрева нефти ПТБ-1,6М	1	69

Проектирование и строительство ГПЭС проводилось с использованием блочно-модульных решений. В качестве ГПУ был выбран генератор SR4B компании Caterpillar с системой возбуждения на постоянных магнитах. В качестве двигателя применен четырехтактный газовый двигатель того же производителя. Газопоршневые энергетические установки Caterpillar

с утилизацией тепла обеспечивают полный КПД, составляющий более 90%. При этом эффективность использования топлива достигает 90%. Межремонтный период установок Caterpillar достигает у отдельных моделей 200000 моточасов, что позволяет получать электроэнергию и тепло низкой себестоимости. Газовые двигатели Caterpillar позволяют работать на любом из имеющихся видов газообразного топлива, включая природный газ из магистральных трубопроводов или бытовых сетей, попутный нефтяной газ. Эффективность работы двигателей Caterpillar объясняется еще и тем, что они способны свободно переходить с одного вида газообразного топлива на другой.

Расход газа на месторождении Арыстановское определяется вихревыми счётчиками газа типа Мертан-331, установленными на ГЗУ-2 и УПН, вихревыми расходомерами типа Optiswirl 4070, установленными на ГЗУ-1 и ЗУ.

На УПГ установлены термально-массовые расходомеры типа T-Mass и T-Mass65F, а также турбинные расходомеры типа ВК110-500/ВК28SLX и турбинные счётчики газа типа СТГ 50-100. Поверка всех средств измерений осуществляется в плановом порядке.

Излишки газа компримируются на компрессорной станции и направляются в АО «КазТрансГаз» и далее в магистральный газопровод «Средняя Азия-Центр» для обеспечения потребителей.

Весь объем добываемого сырого газа используется для выработки электроэнергии, для выработки ШФЛУ и в печах подогрева непосредственно на месторождении Арыстановское. Излишки газа сдаются в АО «КазТрансГаз» и далее в магистральный газопровод «Средняя Азия-Центр» для обеспечения потребителей.

При разработке Программы переработки газа предлагается учесть рекомендации Рабочей группы по вопросам развития переработки сырого газа МЭ РК (протокол №17/3 от 23.08.2024 г.), а именно вести учёт технологических потерь углеводородного сырья и включить данный объём в Программу развития переработки сырого газа.

1.6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСА

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

При проведении работ техника и оборудования которые будут использоваться на территории месторождения Арыстановское широко применимы по всей территории РК и за её пределами, с учетом всех установленных систем безопасностей, в том числе датчиков по определению до взрывных концентраций воздуха для предотвращения возможных аварийных ситуаций, также на самих скважинах будет использована противовыбросовое оборудование, клапана отсекатели, герметичные оборудования и т.п.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Применение наилучших доступных технологий на данном этапе не предусмотрено. На следующих этапах проектирования, требующих комплексного экологического разрешения применение наилучших доступных технологий, рекомендуется.

Таким образом, работы на месторождении Арыстановское осуществляется согласно следующим НТД:

– Подготовка воды, НДТ 3.1, справочник по НДТ «Добыча нефти и газа». Установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ).

– УПСВ (установка предварительного сброса воды) установка для отделения от нефти пластовой воды и попутного газа.

– Применение установок типа УПСВ позволяет снизить экологические воздействия и повысить экономическую эффективность процесса подготовки нефти.

– Добыча сырой нефти НДТ 1.1, справочник по НДТ «Добыча нефти и газа». Процессы добычи сырой нефти посредством системы одновременно-раздельной эксплуатации.

– Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) будет применяться с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения энергообъектов и осуществления с помощью специального оборудования.

– Достижимые экологические результаты. Сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов углеводородов разных продуктивных горизонтов.

– Технология бурения с использованием амбаров НДТ 4. ИТС НДТ 29-2017. При бурении скважин будут применяться ингибированные буровые растворы для снижения объемов наработки отходов бурения, а также отказ от применения нефтяной смеси для обработки растворов в качестве противоприхватной добавки и замены ее на нетоксичными смазками (спринт и др).

– Система экологического менеджмента НДТ 1. ИТС НДТ 29-2017. Информация по силовым агрегатам на буровых установках ZJ-40 применяемые на месторождении Арыстановское. Данные силовые агрегаты приобретались новыми в 2024г., тогда и была произведена модернизация 2 ед. установлены непосредственно на бурой и 2 ед. в насосном блоке класс безопасности EU-5, что предусматривает снижение выбросов оксида азота и сажи в 5 раз, по сравнению с Евро-4, заметно уменьшит количество выбросов серы, которые негативно влияют на окружающую среду.

– Утилизация попутного нефтяного газа НДТ 16. ИТС 29-2017. При профилактическом ремонте УПГ, будет уменьшено число ремонта-дней с 7 до 4, тем самым уменьшаться объемы сжигаемого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования.

– Подготовка и переработка газа, НДТ 4, справочник по НДТ «Добыча нефти и газа». НДТ 4.1. Осушка газа. Для осушки газа на м. Арыстановское применятся диэтиленгликоль (ДЭК) через блок регенерации гликоля, который включает в себя мешочный фильтр F–501 где фильтруется от механических примесей. После мешочного фильтра планируется установить Угольный фильтр F–502, для очищения от различных эмульсий. Тем самым позволит снизить экологические воздействия

1.7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.8. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБОРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
  - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического

оборудования (*сепараторов, оборудования скважин и т.д.*);

- *в процессе строительства скважин:*
  - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
  - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера, экскаватора и т.д.);
  - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;
  - в результате выбросов от слесарной мастерской и сварочного поста и т.д.

Для приведения количества выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования** (которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем) представлен «*Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское на 2025 год для ТОО «Кен-Сары»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.), согласно которого количество источников выбросов на 2025 год при эксплуатации оборудования на месторождении Арыстановское составляет 325 ед., из них 121 источников организованных, и 204 неорганизованных источников загрязнения.

Ориентировочное количество источников **при реализации проектных решении**, по вариантам разработки месторождения Арыстановское составляет 8 источников загрязнения атмосферы, из которых 7 являются организованными источниками и 1 неорганизованным источником выбросов ЗВ.

Согласно проекту аналогу на строительство скважины («*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.), ориентировочное количество источников **при строительстве 1 скважины глубиной 3100 ±250м** составляет 22 источников загрязнения атмосферы, из которых 6 являются организованными источниками и 16 неорганизованным источником выбросов ЗВ.

Согласно данного *«Дополнения №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское по состоянию на 01.01.2025 г.»,* с целью выявить наибольшие воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 2-х вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года (не принимая во внимание рентабельность):

- ***при реализации 1 варианта:***

  - в 2025 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти – 405,9 тыс.т и максимальные показатели объемов газа – 51,9 млн.м^3, при максимальном фонде добывающих скважин – 123 шт.;

  - бурение 9-ти добывающих скважин, согласно проектным решениям.

- ***при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:***

- в 2027 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти – 503,7 тыс.т и максимальные показатели объемов газа – 68,156 млн.м^3, при максимальном фонде добывающих скважин – 133 шт.;
- бурение 30-ти добывающих скважин, согласно проектным решениям.

В рамках настоящего *ОВВ к* проекту *«Дополнения №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское по состоянию на 01.01.2025г.»* рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов и максимального количества добывающих скважин, которые непосредственно будут задействованы при реализации проектных решений**. Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти и газа** (в данном случае это резервуары и факельная установка).

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в *«Проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское для ТОО «Кен-Сары»* и в технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки в рамках данного Дополнения №1 к проекту разработки.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке месторождения Арыстановское по любому из рассмотренных вариантов будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции, а также площадки добывающих скважин.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

1 вариант:

(2025 г.)

- Факельная установка – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Горизонтальный отстойник для нефтяной эмульсии ОГ-1, 50 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Горизонтальный отстойник для нефтяной эмульсии ОГ-2, 50 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0003);
- Резервуар нефти РВС-1, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0004);
- Резервуар нефти РВС-2, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0005);

- Резервуар нефти РВС-3, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0006);
- Резервуар нефти РВС-7, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0007);
- Площадка 123-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

<u>2 (рекомендуемый) вариант:</u>

(2027 г.)

- Факельная установка – 1 ед. – (Источник № 0001);
- Горизонтальный отстойник для нефтяной эмульсии ОГ-1, 50 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0002);
- Горизонтальный отстойник для нефтяной эмульсии ОГ-2, 50 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0003);
- Резервуар нефти РВС-1, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0004);
- Резервуар нефти РВС-2, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0005);
- Резервуар нефти РВС-3, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0006);
- Резервуар нефти РВС-7, 500 м^3 – 1 ед. – (Источник № 0007);
- Площадка 133-ти добывающих скважин – 1 ед. - (Источник № 6001).

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Арыстановское по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Фонд пробуренных скважин по всем вариантам представлена на рисунках 1.8.1 – 1.8.3.

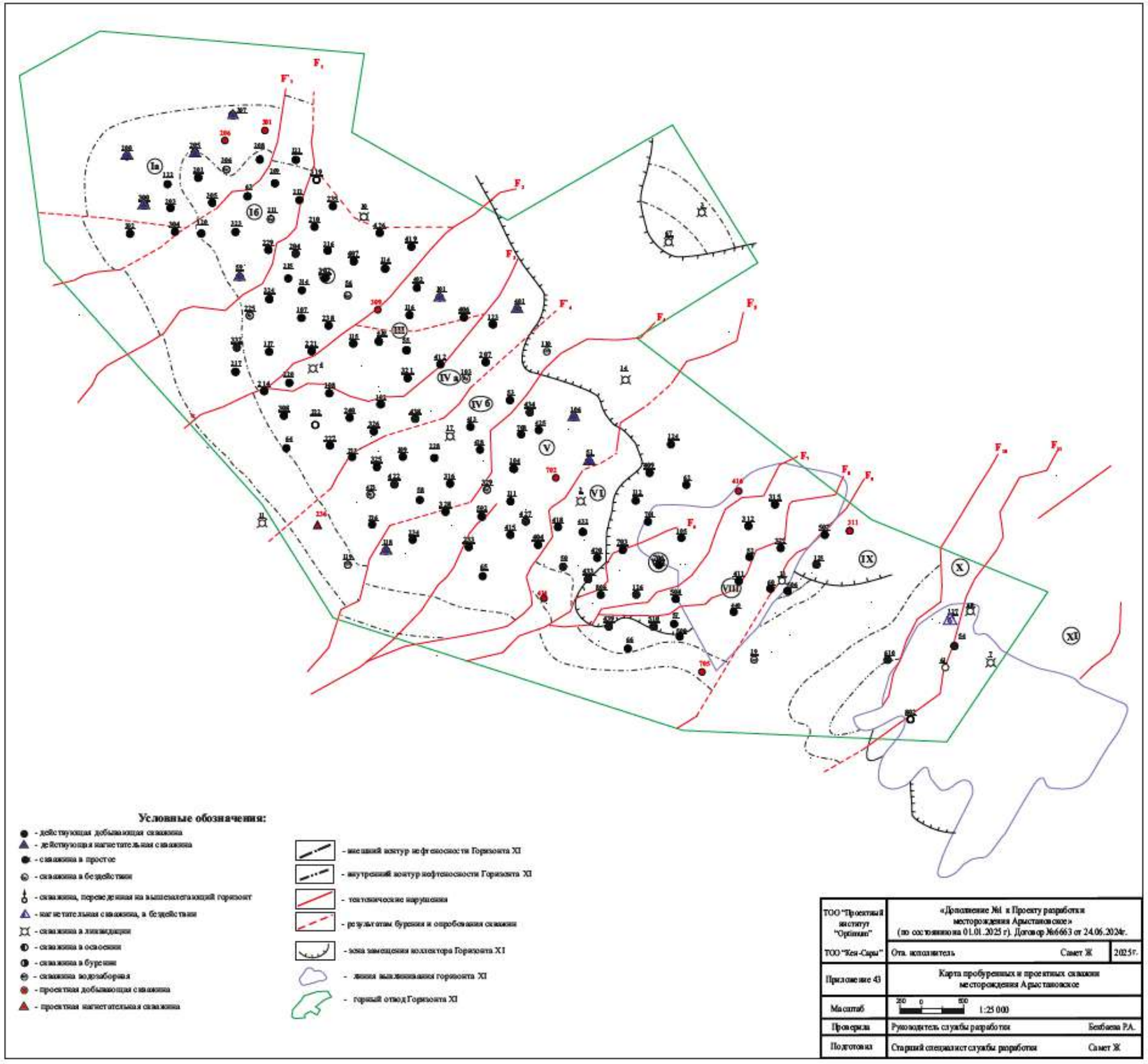


Рисунок 1.8.1 - Фонд пробуренных и проектируемых скважин по 1-му варианту разработки м/р Арыстановское

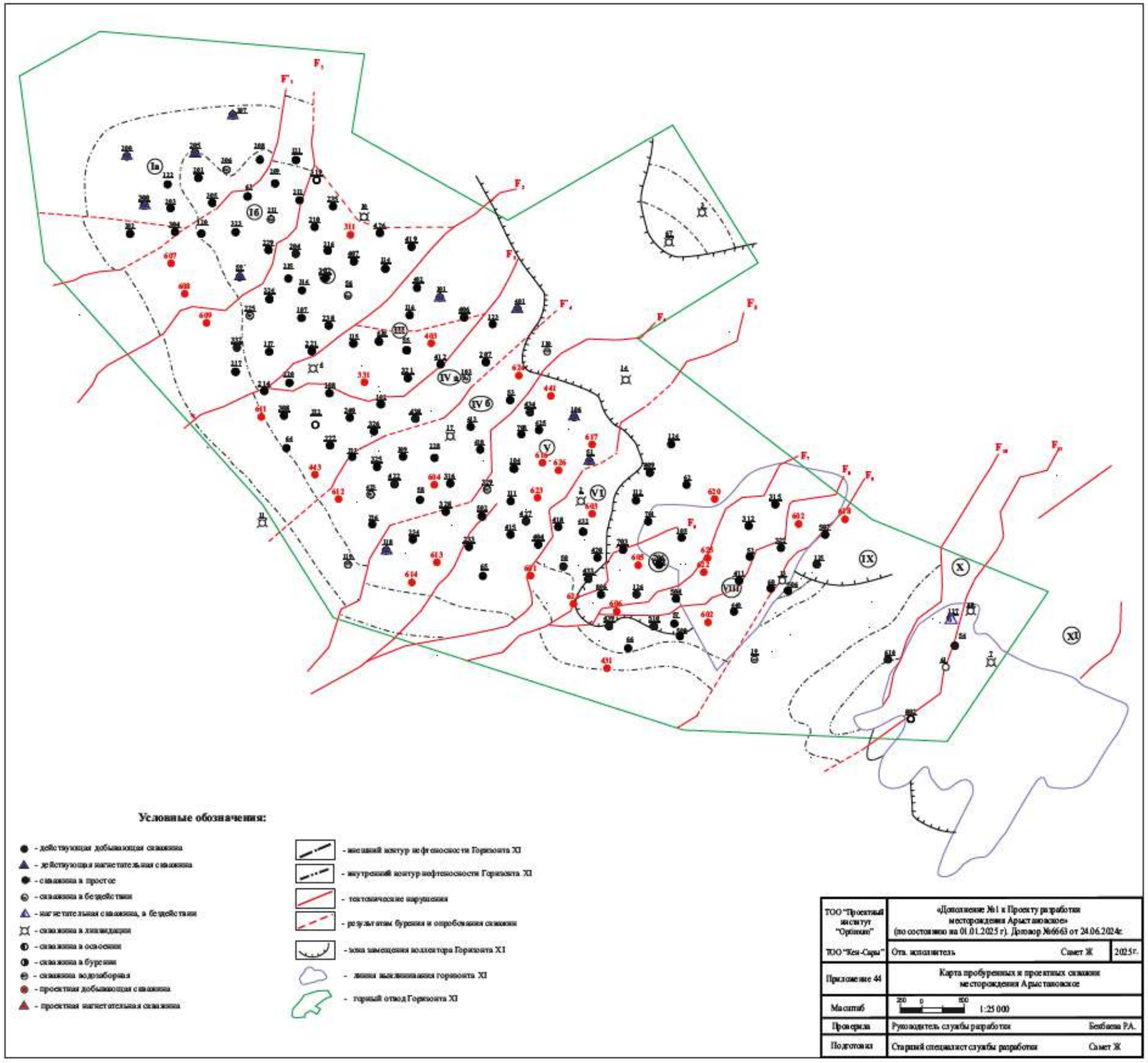


Рисунок 1.8.2 - Фонд пробуренных и проектируемых скважин по 2-му рекомендуемому варианту разработки м/р Арыстановское

<u>Источники при бурении скважин</u>

В процессе строительно-монтажных работ предусматривается следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу *оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.*

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются *сварочный аэрозоль и фтористый водород.*

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

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства скважин состоит из следующих работ: *строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;
- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины: Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакумный дегазатор, газосепаратор;
- при испытании скважины: Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из аналогичного проекта: «*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.).

Согласно графику бурения **по II рекомендуемому варианту** планируются в:

- 2025 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м;
- 2026 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м;
- 2027 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м.

Согласно проекту-аналогу «*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.) основными источниками загрязнения атмосферного воздуха на буровой площадке при строительстве каждой скважины из 30-ти (по II рекомендуемому варианту) глубиной 3100 ±250 **ориентировочно** будут:

1. Строительно-монтажные и подготовительные работы: выемка грунта (экскаватор), выемочно-погрузочные работы (экскаватор, бульдозер), участок сварки, погрузочно- склад щебня.
2. Бурение и крепление: буровая установка ZJ-40, насосный блок, дизельный двигатель мощностью 494 кВт (используется как котельная), цементировочный агрегат ЦА-320М, емкость для хранения дизельного топлива, емкость для хранения масла, емкость для хранения бурового раствора, склад цемента, насос для перекачки дизельного топлива, насос для шлама, блок приготовления бурового раствора.
3. Испытание (освоение) скважин: ДЭС 100 кВт, дизельный двигатель CAT 3512TA, ЗРУ при ремонте скважины, планировка территории при рекультивации, снятие грунта, при рекультивации, засыпка защитной канавы грунтом из обваловки при рекультивации, емкость для нефти.

В целом на промплощадке буровой выявлено 22 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 16.

При проведении работ будет предусмотрено использование автотранспорта. Эксплуатируемый автотранспорт относится к передвижным источникам загрязнения окружающей среды.

Таким образом, на скважинах, после инвентаризации распределены следующие источники загрязнения:

- стационарные источники загрязнения;
- передвижные источники загрязнения.

1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Арыстановское по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования за 2025 год**, согласно «*Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское для ТОО «Кен-Сары на 2025 год»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.) представлена в таблице 1.8.1.1.

Таблица 1.8.1.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на существующее положение (2025г.)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0.27699	0.59152	14.788
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0.0043466	0.009794	9.794
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	15.2817194674	213.75406581	5343.85165
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0.0000175	0.00048	0.0032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	4.4302979129	80.11876777	1335.3128
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0.000038	0.00115	0.0115
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0.7071042056	5.6353442	112.706884
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	4.5881726452	45.9098325	918.19665
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0.00417761	0.039763839	4.97047987
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	20.8407077325	360.08903083	120.029677
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0.0001458	0.0009	0.18
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0.000642	0.00396	0.132
0410	Метан (727*)				50		6.33901246	191.59799674	3.83195993
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		40.2399717978	315.54555878	6.31091118
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		4.8611127848	34.42478522	1.14749284
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1,5			4	0.1368	0.04422	0.02948
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0.15761192	0.35753982	3.5753982
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0.02749756	0.25657637	1.28288185
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0.137428078	0.23683915	0.39473192
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0.003282	0.0010614	0.05307
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0.00001595174	0.0001005004	100.5004
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0.157822223	0.9296523	309.8841
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0.00000001	1.E-11	0.0000002
1728	Этантиол (Этилмеркаптан)		0,00005			3	0.00000013	0.0000000001	0.000002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0.041526	0.12962	0.08641333
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др)				0,05		0.001488	0.00072242	0.0144484
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	4.0236599656	25.3773323	25.3773323
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0.00832	0.01952	0.13013333

2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0.072	0.124416	2.48832
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0.0036	0.00473	0.11825
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0.0036	0.00473	0.11825
	В С Е Г О :						**102.356280355**	**1275.2070699**	**8315.22007**

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Сравнение 2-х вариантов проведено по ориентировочному количеству и переченью загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу месторождения Арыстановское по каждому из вариантов разработки:

- от фонда добывающих скважин, технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, представлены по результатам расчетов в таблице 1.8.1.2.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в «Проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух».

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Техническими характеристиками применяемого оборудования;

- «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 охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996;

- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей», Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

- «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное)», СПб, НИИ Атмосфера, 2005

- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004», Астана, 2005.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.2 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки м/р Арыстановское

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 вариант (2025 г. – максимальная добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,070025	2,208318
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,011379	0,358852
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,058354	1,840265
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0,583544	18,402649
0410	Метан (727*)				50		0,014589	0,460066
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		5,330158	63,758291
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		1,971408	23,581593
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,025746	0,307969
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,008092	0,096790
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,016183	0,193580
	В С Е Г О :						**8,08948**	**111,20837**
2 рекомендуемый вариант (2027 г. – максимальная добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,073627	2,321912
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,011964	0,377311
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,061356	1,934926
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0,613561	19,349263
0410	Метан (727*)				50		0,015339	0,483732
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		6,154028	71,967517
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		2,276124	26,617851
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,029726	0,347621
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,009342	0,109252
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,018685	0,218505
	В С Е Г О :						**9,26375**	**123,72789**
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ								
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)								

Сравнение 2-х вариантов разработки также проведено по ориентировочному количеству и переченью загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Арыстановское, по каждому из вариантов разработки, при строительстве скважин:

- **I вариант** – предусматривает строительство 9-ти скважин проектной глубиной 3100 ±250м согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант –** предусматривает строительство 30-ти скважин проектной глубиной 3100 ±250м согласно проектным решениям.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из «*Раздела «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.).

Выбросы приняты по проектам аналогам и представлены по всем вариантам разработки в таблице 1.8.1.3.

Таблица 1.8.1.3 - Ориентировочное суммарное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух за весь период строительства скважин: от 1-го и 9-ти (1 вариант), 30-ти (2 рекомендуемый вариант) скважин глубиной 3100м.

Код загр. веще-ства	Наименование вещества	ПДКм.р. мг/м3	ПДКс.с. мг/м3	ОБУВ о.б. УВ, мг/м3	Класс опас-ности	от строительства 1-ой скважины глубиной 3100м		от строительства 9-и скважин глубиной 3100м. 1-вариант		от строительства 30-и скважин глубиной 3100м. 2 - рекомендуемый вариант	
						Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
123	Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/		0.04		3	0,003560	0,001283	0,032040	0,011547	0,106800	0,038490
143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/-332	0.01	0.001		2	0,000307	0,000110	0,002760	0,000994	0,009201	0,003312
301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2	0.04		2	1,655000	5,528180	14,895000	49,753620	49,650000	165,845400
304	Азот (II) оксид (6)	0.4	0.06		3	2,151700	7,186900	19,365300	64,682100	64,551000	215,607000
328	Углерод (593)	0.15	0.05		3	0,275660	0,921500	2,480940	8,293500	8,269800	27,645000
330	Сера диоксид (526)		0.125		3	0,551500	1,843000	4,963500	16,587000	16,545000	55,290000
333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.008			2	0,000919	0,000105	0,008267	0,000945	0,027558	0,003152
337	Углерод оксид (594)	5	3		4	1,382730	4,610596	12,444570	41,495364	41,481900	138,317880
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (627)	0.02	0.005		2	0,000250	0,000090	0,002250	0,000810	0,007500	0,002700
344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001100	0,000396	0,009900	0,003564	0,033000	0,011880
415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		0,970000	0,000060	8,730000	0,000540	29,100000	0,001800
416	Смесь углеводородов предельных С6-С10			30		0,359000	0,000020	3,231000	0,000180	10,770000	0,000600
602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0,004690	0,0000003	0,042210	0,000003	0,140700	0,000009
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,001470	0,0000001	0,013230	0,000001	0,044100	0,000003
621	Метилбензол (353)	0.6			3	0,002950	0,0000002	0,026550	0,000002	0,088500	0,000006
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	0,3	0,01		3	0,066170	0,221160	0,595530	1,990440	1,985100	6,634800
1325	Формальдегид (619)	0.035	0.003		2	0,066170	0,221160	0,595530	1,990440	1,985100	6,634800
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (723*)			0.05		0,000160	0,000031	0,001440	0,000276	0,004800	0,000921
2754	Углеводороды предельные С12-19 /в пересчете на С/ (592)	1			4	0,759586	2,375715	6,836274	21,381434	22,787580	71,271446
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0.3	0.1		3	39,759397	4,655158	357,834573	41,896422	1192,781910	139,654740
	В С Е Г О:					**48,01232**	**27,56546**	**432,11086**	**248,08918**	**1440,36955**	**826,96394**

Ориентировочный максимальный валовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от фонда добывающих скважин, технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти при разработке месторождения Арыстановское по вариантам, составит:

– по 1 варианту разработки:

- в 2025 году – 8,08948 г/с, 111,20837 т/год.

– по 2 варианту (рекомендуемый) разработки:

- в 2027 году – 9,26375 г/с, 123,72789 т/год.

В период разработки также предполагается строительство скважин по каждому из вариантов.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным «*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.), составит:

- в период строительства (СМР, бурения, испытания) 1-ой скважины – 48,01232 г/с, 27,56546 т/год;

– по 1 варианту разработки:

- при строительстве (бурении) 9-ти скважин – 432,11086 г/с, 248,08918 т/год;

– по 2 варианту (рекомендуемый) разработки:

- при строительстве (бурении) 30-ти скважин – 1440,36955 г/с, 826,96394 т/год.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве (СМР, бурение, испытание) боковых стволов и скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от оборудования в данном проекте являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов ТОО «Кен-Сары» и в технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки.

1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

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 "Методики расчета концентраций вредных веществ

в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". Астана 2014 г.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- расчёт приземных концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

В связи с тем, что на месторождении Арыстановское отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно «Отчета по производственному экологическому мониторингу на месторождении Арыстановское» ТОО «Кен-Сары» за 4 квартал 2024 г. ТОО «Тандем-Эко»:

- азота оксид – 0,02645 мг/м^3;
- метан – 0,64532 мг/м^3;
- диоксид серы – 0,02094 мг/м^3;
- сероводород – 0,00172 мг/м^3;
- оксид углерода – 0,59946 мг/м^3;
- углеводороды C_1-C_5 – 0,40273 мг/м^3;
- углеводороды C_6-C_{10} – 0,25198 мг/м^3;
- углеводороды C_{12}-C_{19} – 0,18086 мг/м^3;
- сажа – 0,01909 мг/м^3.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования,

принятого по проекту ПДВ.

Расчет рассеивания проводился **для 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения на 2027 год**, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 1000 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлен в таблице 1.8.1.4.

Таблица 1.8.1.4 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,0179	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0,2	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0015	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0,4	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,0595	0,059492	0,003997	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0,15	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0,006	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	5	4
0410	Метан	0	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	50	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	2,8956	0,192112	0,003983	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	1,7849	0,118424	0,002456	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	30	-
0602	Бензол	2,3311	0,154658	0,003207	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	1,0989	0,07291	0,001512	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0,2	3
0621	Метилбензол	0,7326	0,048607	0,001008	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0,6	3

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. 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 ПДКмр.

При установленном размере СЗЗ в 1000 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ не по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии, которые приведены в Приложении 3.

1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размер санитарно-защитной зоны установлен по 1000 м в соответствии санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК).

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Повышение техногенных нагрузок на природно-территориальные комплексы при освоении месторождений, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, при невыполнении экологических требований по охране окружающей среды, могут вызвать негативные изменения качества атмосферного воздуха в районе их расположения.

Загрязнение атмосферного воздуха воздействует на здоровье человека и на окружающую природную среду различными способами - от прямой и немедленной угрозы (смог и др.) до медленного и постепенного разрушения различных систем жизнеобеспечения организма.

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

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

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполняется на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Арыстановское будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин представлено в таблице 1.8.1.5.

Таблица 1.8.1.5 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант		II вариант	
	г/с	тонн	г/с	тонн
Строительство скважин, тонн	9-ти скважин		30-ти скважин	
	432,11086	**248,08918**	**1440,36955**	**826,96394**

Анализ таблицы 1.8.1.5 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большими выбросами, чем I вариант, но является экономически рентабельным;

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на атмосферный воздух жилых зон не ожидается, так как согласно нормативным требованиям: в пределах санитарно-защитной зоны не допускается размещение жилых и общественных зданий.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия в пределах 10 - 100 км^2 для площадных объектов или 1 - 10 км от линейного объект;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости

воздействия на атмосферный воздух присваивается ***среднее*** (9-27). 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.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Арыстановское существенные воздействия на атмосферный воздух от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Мангистауской области.

Контроль за соблюдением НДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период эксплуатации рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: *диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, углеводородов.*

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и

включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

- ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;

- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, предусматривается контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (НДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Перечень замеряемых ингредиентов принят по проекту НДВ. мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением НДВ.

1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы

1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Источниками водоснабжения на месторождении Арыстановское являются:

- привозная вода питьевого качества доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а также бутилированная питьевая вода доставляется на договорной основе. Питьевая вода соответствует качеству «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138);

- техническая вода – волжская вода, поставляемая по договору с ТОО «Магистральный Водовод» по отпуску технической воды с водовода «Астрахань-Мангышлак» Ду 1000 на 774 км.

На промысле вода будет использоваться на следующие нужды:

- бурение скважин;

- производственные нужды;

- хозяйственно-бытовые нужды;
- пожаротушение;
- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

Волжская вода на вахтовый поселок подается по водопроводу диаметром 150 мм от узла учета воды на ответвлении от магистрального существующего водовода диаметром 1020 мм (Астрахань-Мангышлак). Контроль за давлением и расходом воды с выводом показаний по системе ТМ в РДП МНУ будет осуществляться АО «КазТрансОйл».

С 2013 года на месторождении предусмотрена эксплуатация фильтрационной установки водоподготовки «СОКОЛ-Ф(С)-10» производительностью 10 м3/час, которая будет доводить качество (волжской) воды до питьевого состояния. Фильтрационная установка водоподготовки «СОКОЛ-Ф(С)-10» предназначена:

- для очистки водопроводной воды от механических примесей, мутности, взвешенных частиц;
- для очистки воды от железа, ржавчины, цветности, запаха, привкусов.

Исходная вода под давлением 1,8÷3,5 Бар последовательно проходит через фильтры. Регенерация фильтров осуществляется в автоматическом режиме, по командам управляющих клапанов фильтров. Номинальная, максимальная производительность установки составляет – до 10 м3/час.

В результате очистки вода соответствует стандартам «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138).

Установка работает в автоматическом режиме, периодически необходимо осуществлять осмотр и техническое обслуживание технологического оборудования.

Параметры качества Волжской воды представлены в таблице 1.8.2.1.

Таблица 1.8.2.1 - Параметры качества Волжской воды

№ п/п	Наименование показателя	Норматив качества питьевой воды по ГН № ҚР ДСМ-138от 24.11.2022г, мг/дм3	Результаты анализа (протокол от 03.04.2023г.), мг/дм3
1	2	3	4
1	Запах при Т 20оС, баллы	2	н/о
2	Привкус, баллы	2	н/о
3	Цветность, град.	20 (35)	2,0
4	Мутность	2,6	<1,0
5	Сухой остаток	1000	288
6	pH	6-9	7,9
7	Свободный хлор	0,5	н/о
8	Аммиак	2,0	0,1
9	Нитриты	3,0	<0,1
10	Нитраты	45	<0,1
11	Хлориды	350	51,98

12	Сульфаты	500	64,09
13	Железо	0,3 (1,0)	0,22
14	Общая жесткость, моль/дм3	7,0 (10)	-
15	Кальций		46
16	Магний	Расчетный	15,6
17	Окисляемость перманганатная	5,0	4,86
18	Нефтепродукты	0,1	н/о
19	Фтор	1,5	0,1
20	ОМЧ (общее микробное число)	Не более 50 в 1 мл	н/о
21	Общие колиформные бактерии	Отс. в 100мл воды	н/о
22	Термотолерантные бактерии	Отс. в 100мл воды	н/о

Как видно из таблицы, в целом качество волжской воды по результатам санитарно-микробиологического исследования, соответствует требованиям «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138).

Качество Волжской воды для использования на технологические нужды предприятия соответствует требованиям, предъявляемым к данному производству.

На данный момент для питьевых нужд, работающих людей на производственных площадках ТОО «КЕН-САРЫ» и проживающих людей в вахтовом поселке, а также для приготовления пищи в столовой доставляется автотранспортом бутилированная вода питьевого качества на договорной основе.

1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- для питьевых целей – питьевая вода к объектам работ доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а также вода будет привозная бутилированная на договорной основе.

- для технических целей, хозяйственно-бытовых нужд: волжская вода, поставляемая по договору с ТОО «Магистральный Водовод» по отпуску технической воды с водовода «Астрахань-Мангышлак» Ду 1000 на 774 км. *(Приложение 8)*

Волжская вода на вахтовый поселок подается по водопроводу диаметром 150 мм от узла учета воды на ответвлении от магистрального существующего водовода диаметром 1020 мм (Астрахань-Мангышлак). Контроль за давлением и расходом воды с выводом показаний по системе ТМ в РДП МНУ будет осуществляться АО «КазТрансОйл».

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок

1.1.3.1.). Объекты месторождения Арыстановское расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

1.8.2.3 Водный баланс объекта

Производственная деятельность месторождения Арыстановское в целом относится к водоемким отраслям производства, которая характеризуется большим водопотреблением и образованием большого количества сточных вод, в том числе попутно-пластовых.

1.8.2.3.1. Водопотребление объектов ТОО «КЕН-САРЫ»

Согласно «*Проекту нормативов допустимых сбросов на 2025 год*» объектами водопотребления на месторождения Арыстановское ТОО «Кен-Сары» являются:

1. Нефтепромысел

При эксплуатации объектов газопровода, ГЗУ-2, ЗУ-1 – ЗУ-5, скважин постоянного нахождения обслуживающего персонала на данных объектах не требуется.

Обслуживание всех работ на участке предусматривается бригадами при двухсменном круглосуточном режиме вахтовым методом. Проживание и питание персонала предусматривается в столовой вахтового поселка. Объемы водопотребления и водоотведения учтены в вахтовом поселке.

При эксплуатации объектов нефтепровода, водоснабжение технической водой предусматривается от вахтового поселка. Вода на технические нужды и на пожаротушение будет завозиться автоцистернами. Питьевая вода будет привозиться в ПЭТ-бутылках.

Пожаротушение объектов нефтепровода осуществляется передвижными пожарными средствами и стационарными первичными противопожарными средствами. Существуют как водяное пожаротушение, так и пенное пожаротушение. Передвижными средствами служат две пожарные машины, для которых запроектировано пожарное депо на площадке УПН.

2. Установка подготовки нефти (УПН)

В соответствии с рабочим проектом для обеспечения площадки УПН водой на хозяйственно-питьевые и производственные нужды построен водовод общего назначения на площадку УПН из полиэтиленовых труб ø160х14,6 мм общей длиной 5 592 м.

Водопровод общего назначения обеспечивает нужды следующих потребителей площадки УПН:

- подача в технологическую линию;
- подача воды в технологический резервуар РВС-1, емк.500 м3;
- заполнение резервуаров противопожарного запаса воды Р-5,6 емк.400 м3 – 2 шт.;
- операторной;
- химлаборатории.

На территории УПН предусмотрены следующие системы водоснабжения:

– хозяйственно-питьевой водопровод;
– производственный водопровод;
– противопожарный водопровод.

Хозяйственно-питьевой водопровод

Для обеспечения хозяйственно-питьевых нужд персонала УПН, для подачи воды к санитарным приборам операторной, химической лаборатории вода из общего водовода подается в емкость исходной воды объемом 1 м^3, расположенная в помещении бойлерной – операторной.

Для доведения качества воды до питьевого качества предусматривается установка водоочистки производительностью 1,1 м^3/час, поставляемой ТОО «Мембранные технологии». Исходная (волжская) вода проходит осветление в емкости объемом 1 м^3, путем дозирования коагулянта в линию подачи перед емкостью. Осветленная вода с расходом 1,2 м^3/час насосом подается на установку очистки давлением 0,3-0,4 МПа и проходит следующие стадии очистки:

– грубая фильтрация с порогом отсева 55 мкм;
– тонкая фильтрация на совмещенных фильтрах системы Quadro-flo с загрузкой (порог отсева 5 мкм) и Carbon для улучшения органолептических свойств воды;
– обеззараживание гипохлоритом натрия, который получают электролизом раствора поваренной соли на месте.

Далее очищенная и обеззараженная вода повышающими насосами подается к сантехническим приборам помещения операторной и химлаборатории.

Для приготовления горячей воды на нужды операторной и химлаборатории предусмотрены водонагреватели в соответствующих помещениях операторной и химлаборатории.

Количество сброса от установки очистки составит не более 0,1 м^3/час.

В случае вывода водоочистной установки на ремонт для обеспечения питьевых нужд персонала УПН на площадку будет доставлена бутилированная вода питьевого качества.

Производственный водопровод

Для подачи воды на производственные нужды на территории УПН предусмотрена система производственного водопровода.

Для осуществления процесса обессоливания нефти в технологический перед подогревателем нефти (П-1/2) производится дозированная подача пресной воды в кол-ве 10% от объема нефти. Подогретая до 70°С нефть поступает в отстойники горизонтальные ОГ-1/2, где происходит гравитационный отстой (отделение воды от нефти). Отделившая, насыщенная солями, вода поступает в дренажную емкость ДЕ-3.

Для подачи воды на обессоливание нефти в технологический трубопровод предусмотрен

приемный резервуар (Р-1), емкостью 50 м^3 и насосная подачи пресной воды (с насосами Н-1.1; Н-1.2; Н-1.3).

Также для процесса обессоливания нефти используется резервуар РВС 1 (резервуар хранения нефти). Процесс обессоливания выполняется за счет промывки нефти, поступающей в РВС, путем подачи ее под слой пресной воды.

Пресная вода поступает в резервуар из системы производственного водоснабжения, высота заполнения резервуара пресной водой 3 метра. Нефть подается через перфорированный маточник. В процессе эксплуатации, путем взятия проб воды из РВС 1, определяется временной интервал замены пресной воды, примерно 1 раз в двое суток.

Отстоявшаяся нефть отводится из РВС 1 через патрубок раздачи, расположенный на высоте 7 метров. Насыщенная солями вода в РВС 1 после обессоливания сливается через раздаточный патрубок в дренажную емкость ДЕ-3.

Противопожарный водопровод

На площадке УПН месторождения Арыстановское в соответствии с действующими нормами предусмотрено водяное пожаротушение и подлежат защите следующие технологические площадки с расположенным на них оборудованием:

- резервуар стальной вертикальный со стационарной крышей в теплоизоляции емкостью 500 м3 (РВС-1,2,3) – 3 шт.) (2шт.-1 этап, 1шт.-2 этап);
- резервуар пластовой воды в теплоизоляции (РВС-4) – 1 шт. (2 этап);
- печи подогрева П-1/2 (ПП-0,63А) – 2 шт. (сущ.), 2 шт. (2 этап);
- насосы внутрибазовой перекачки нефти (в блоке) Н-3/4 – 2 шт.;
- насосы налива нефти (в блоке) Н-5/6 – 2 шт.;
- насосы пластовой воды (под навесом) Н-7/8 – 2 шт. (2 этап);
- площадки налива автоцистерн;
- открытые площадки с технологическим оборудованием (сепараторы, отстойники и др.).

Система водяного пожаротушения УПН месторождения Арыстановское включает в себя:

- насосная станция водяного пожаротушения;
- резервуары запаса пожарной воды;
- кольцевой магистральный трубопровод с установленными на нем пожарными гидрантами;
- стационарная система пенотушения.

Пожаротушение надземных резервуаров РВС-1,2,3 – 3 шт., РВС-4, печей подогрева, насосных внутрибазовой перекачки, насосной налива нефти, площадок налива автоцистерн и др. открытых площадок с технологическим оборудованием предусматривается подачей пенораствора и воды передвижными пожарными установками и лафетными стволами от

стационарной насосной пожаротушения.

Резервуары пожарной воды предназначены для хранения в них запаса воды на нужды пожаротушения. Общий запас воды хранится в двух резервуарах объемом V=400 $м^3$ каждый. Расчетный расход воды для пополнения противопожарного запаса после пожара в течение 96 часов составит: 800 $м^3$/96 час = 8,33 м3/час или 2,31 л/сек.

Для подачи воды на площадке УПН предусматривается насосная станция пожаротушения, в котором установлено следующее оборудование:

- насос марки MVI 9504 фирмы Wilo производительностью 115 м3/час, напором 83 м;
- фильтры для воды на всасывающей линии Ду125 – 2 шт.;
- запорная арматура – дисковые поворотные затворы Ду125 – 9 шт.;
- обратный клапан Ду125 – 2 шт.;
- емкости с пенообразователем – бочки 200 л – 17 шт.;
- передвижная установка для транспортировки бочек с пенообразователем;
- пожарные рукава;
- установки комбинированного тушения УКТП «Пурга 5», УКТП «Пурга 10», УКТП «Пурга 10.10.20»;
- пеносмесители ПС-1, ПС-2, стволы пожарные ручные ОРТ-50А.

На площадке также предусматриваются сухотрубы от насосного пожаротушения с ответвлениями с быстроразъемными соединениями, с головками-заглушками на концах. Для опорожнения сухотрубов после пожара предусмотрен мокрый колодец.

Сеть противопожарного водопровода прокладывается в надземном исполнении на опорах из стальных электросварных труб Ду125 мм.

Первоначальное заполнение и последующие пополнения противопожарного запаса воды предусматривается из сети водопровода волжской воды.

3. Пункт сбора нефти (ПСН)

Источником водоснабжения на ПСН является привозная вода, которая используется для хозяйственно-бытовых и пожарных нужд. Забор воды осуществляется из сети месторождения «Арыстановское», который питается от водопровода волжской воды.

Обеспечение *питьевой водой* обслуживающего персонала ПСН осуществляется привозной бутиллированной водой из вахтового поселка.

Снабжение *технической водой* предусматривается от станции водоподготовки, в составе Вахтового поселка. Вода на технические нужды и на пожаротушение будет завозится автоцистернами.

Имеются внутриплощадочные сети водоснабжения.

На технические нужды вода используется для промывки оборудования, для смыва

проливов продукта, для нужд лаборатории, уборки помещений, санитарных узлов и для пополнения нужд пожаротушения.

Системы охлаждения и пожаротушения резервуаров, пожарной сети гидрантов, а также для технологических нужд обеспечевается холодной водой.

Имеется объединенная система водоснабжения - хозбытовой и пожарной воды. Привозная вода будет храниться в резервуарах пожарной воды, и поступать на хозбытовые нужды от кольца противопожарной воды. На всех ответвлениях предусматривается отсекающая задвижка, устанавливающаяся в колодцах. Объем резервуаров пожарной воды полностью покрывает требуемое количество воды на хозбытовые нужды. Также будут предусмотрены уровнемеры на резервуарах пожарной воды, выведенные на пульт оператора.

Здание операторной и лаборатории предусматриваются отдельно в блочно-комплектном исполнении, полной заводской готовности, включая внутренний водопровод с сантехническим оборудованием. Водоснабжение всех здании технической водой от противопожарного кольца трубопроводом Ду 50. Ответвление к зданиям расположен в колодце с отсекающей задвижкой.

Система водоснабжения горячей и холодной воды предусматриваются из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001, диаметром 16 мм.

Режим работы круглогодичный 365 дней в году, продолжительность смены 12 часов, количество смен 2, количество вахт 2. Общая численность персонала ПСН составляет 18 человек, в максимальную смену 9 человек.

Пожаротушение объектов осуществляется передвижными пожарными средствами и стационарными первичными противопожарными средствами. Проектными решениями обеспечивается как водяное пожаротушение, так и пенное пожаротушение. Передвижными средствами служат две пожарные машины, для которых запроектировано пожарное депо на площадке УПН.

4. Установка подготовки газа (УПГ)

Источником водоснабжения площадки УПГ в соответствии с техническими условиями, служит существующий водовод волжской воды «Вахтовый поселок – УПН» проложенный вдоль главной дороги. Точкой подключения является действующий колодец №8 на территории УПН. Протяженность водопровода 350 м.

Для удовлетворения питьевых нужд персонала, находящегося на производственных площадках, вода будет поставляться в бутылках на договорной основе от завода по приготовлению питьевой воды.

Примерная суточная численность основного технического персонала на объектах составляет 26 человек в сутки, в максимальную смену 11 человек. Количество смен – 2.

По водоводу технической воды вода подается по полиэтиленовым трубопроводам PE100

SDR17 Атырауского завода Ø110х6,6 в резервуары для противопожарных нужд Ø32х2,3 и на технические нужды в операторную.

Операторная выполнена в комплектно-блочном исполнении.

Для определения объемов водопотребления на площадке УПГ предусмотрено размещение узла учета расхода воды. Счетчик воды установлен с отсекающей арматурой в монолитной железобетонной камере и подобран в соответствии с расчетным расходом потребляемой воды.

Для поддержания заданного давления перед противопожарными резервуарами в проектируемой монолитной камере, где установлен узел учета воды, предусмотрен регулятор давления «после себя».

Водовод на всем протяжении трассы прокладывается подземно. Протяженность водовода от точки подключения до УПГ составляет не более 350 м. В точке подключения предусмотрена отсекающая арматура. Средняя глубина заложения водовода принята ниже глубины проникновения в грунт нулевой температуры и составляет 1.5 метра до низа трубы. В местах пересечения с существующими коммуникациями разработка траншеи будет производиться вручную.

Под трубопроводами, прокладываемыми в траншее, предусматривается подстилающий слой из местного мягкого грунта толщиной не менее 150 мм. Обратная засыпка над трубой производится местным мягким грунтом на 300 мм выше верхней образующей трубы.

Переходы под автомобильными дорогами выполнены в стальных футлярах диаметром 350 мм ГОСТ 10704-91.

5. Газопоршневая электростанция (ГПЭС)

В связи с планируемым увеличением объема добычи нефти, расширением УПН, а также ограничения электрической нагрузки на м/р Арыстановское (не более 2400 квт) поставщиком, принято решение о строительстве собственной электростанции на базе газопоршневых генераторов.

Потребителем хозпитьевой воды на территории рассматриваемого объекта является Операторная. Источником водоснабжения хозпитьевой воды, согласно техническим условиям, является существующий подземный водопровод из полиэтиленовых труб Д110мм. Для удовлетворения питьевых нужд всего персонала, работающих на площадках, будет использоваться бутилированная вода.

Водопроводы хозбытового назначения предусмотрены из полиэтиленовых труб PE100 SDR17 Д32х2,3 по ГОСТ 18599-2001. Надземный участок трубопроводов, прокладывается в теплоизоляции. Глубина заложения подземных трубопроводов, считая до низа трубы на 0.5 м больше глубины проникновения в грунт нулевой температуры.

Пластмассовые трубопроводы, проложенные через проезжую часть, заключаются в стальные футляры, диаметры которых на 200 мм. больше диаметров трубопроводов. Футляры приняты из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Антикоррозионная изоляция стальных футляров принята «весьма усиленная» по ГОСТ 9.602-89.

6. Вахтовый поселок

В 2007 г. на месторождении были построены Вахтовый поселок с производственными помещениями в соответствии с рабочим проектом «Строительство инфраструктуры в период разведки месторождения Арыстановское».

По функциональному использованию вахтовый поселок подразделяется на следующие зоны: жилищно-бытовую и вспомогательную.

Жилищно-бытовая зона включает в себя все жилые и офисное помещения для проживания и отдыха сотрудников ТОО «Кен-Сары», обслуживающих промысел и производственные объекты месторождения.

В зону вспомогательных сооружений входят объекты электроснабжения, связи, пожаротушения, водоснабжения, канализации, ремонтная мастерская, стоянка для автомобилей, склады, топливозаправочная.

В блоках жилого комплекса предусмотрены жилые комнаты, прачечные, душевые, гардеробы, сушилки, туалеты, комнаты отдыха и просмотра телевидения, кухня – столовая. Медицинское обслуживание персонала предусмотрено в медпункте, расположенном в жилом блоке вахтового поселка.

Питание проживающих предусматривается в столовой. Кухня- столовая оборудована электроплитами, жарочными шкафами, электрокипятильниками, холодильниками и прочие. Прачечная оборудована стиральными машинками, сушилками с электрообогревом, гладильными столами, швейными машинами. Все жилые, административные и вспомогательные помещения в блоках – контейнерах комплекса оборудованы электрообогревом, кондиционерами и вентиляторами.

Для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий на территории вахтового поселка предусматривается озеленение. На участках свободных от застройки и инженерных сетей произвели посадку деревьев лиственных пород, высадили газон.

На территории вахтового поселка вода используется:

- на питьевые нужды;
- на хозяйственно-бытовые нужды;
- на пожаротушение;
- на полив зеленых насаждений.

Для питьевых нужд, проживающих людей в вахтовом поселке и на приготовление пищи

в столовой доставляется автотранспортом бутилированная вода питьевого качества. Питьевая вода соответствует качеству «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138).

На хозяйственно-бытовые нужды проживающих людей в вахтовом поселке на пожаротушение зданий и сооружений используется волжская вода. Для доведения качества воды до питьевого качества предусмотрена установка водоочистки «СОКОЛ-Ф(С)-10» производительностью 10 м3/час. Данная установка подробно описана в главе 1.8.2.1.

Для полива зеленых насаждений используется очищенная вода из полей испарения.

На территории вахтового поселка предусмотрены две раздельные сети хозбытового водопровода и противопожарного водопровода.

Для хранения запаса воды на хозяйственно-бытовые нужды вахтового поселка предусмотрен наземный резервуар емкостью 50 м^3. Из резервуара вода подается потребителям по сети водопровода центробежными насосами, установленными в насосной.

Водопровод предназначен для подачи воды на хозбытовые нужды проживающих людей в жилых корпусах, на душевую на мытье посуды и уборки в столовой, для стирки белья в прачечной. Для обеспечения проживающих людей горячей водой установлены водонагреватели.

Хранение волжской воды для пожаротушения зданий и сооружений вахтового поселка предусматривается в трех подземных емкостях объемом 50 м^3, каждый.

В соответствии с СНиП РК 4.01-02-2001 пункт 2.22 для определения расхода воды принимается в расчет один пожар на всей территории. Расчетный расход воды на наружное пожаротушение определен для тушения жилого поселка как наибольший суммарный расход на наружное пожаротушение и составляет 10 л/сек. Расход воды на внутреннее пожаротушение (гаража), составляет 2,5 л/сек. Суммарный расход на наружное и внутреннее пожаротушение составляет, 12,5 л/сек. С учетом расчетной продолжительности тушения пожара 3 часа, объем воды, необходимый на пожаротушение составляет 135 м^3. Время восстановления запаса воды составляет 24 часа.

Для забора воды из резервуаров на пожаротушения в насосной станции предусмотрены центробежные вихревые насосы. Один насос рабочий, второй – резервный.

Наружные сети противопожарного трубопровода обеспечивают подачу воды на каждый объект пожаротушения, и образовывают распределительную сеть вокруг всей площадки тушения. Забор воды из резервуара для целей пожаротушения производится через приемный колодец V=3,0 м^3, связанный с резервуаром. Трубопровод от противопожарных резервуаров до противопожарной насосной станции и напорный (кольцевой) трубопровод от противопожарной насосной станции приняты из полиэтиленовых труб диаметром 110 мм. Наружное

пожаротушение зданий и сооружений предусматривается от пожарных гидрантов, установленных на кольцевой сети в колодцах.

Внутренние сети противопожарного водопровода предусмотрены из стальных труб диаметром 50 мм в здании гаража, который расположен на площадке производственных помещений и пожаротушение производится от пожарных кранов.

7. Бурение новых скважин (согласно проектным решениям)

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении Арыстановское приняты согласно данным из аналогичного проекта «*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №: KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.).

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1-ой скважины глубиной 3100 м и по вариантам (1 вариант – 9-и скважин, 2 рекомендумый вариант – 30-ти скважин) представлены в таблицах 1.8.2.2-1.8.2.3.

Водопотребление на период эксплуатации

Эксплуатация проектируемых объектов (оборудования), скважин будет осуществляться действующим персоналом, в связи с этим расчет водопотребления для хозпитьевых нужд при эксплуатации не производился.

Таблица 1.8.2.2 - Расчет расхода воды на хозяйственно-бытовые и питьевые нужды при строительстве скважин

Потребитель	Ед. изм	Кол-во, чел	Норма водо-потреб-ления, л	на строительство 1 скважины				на строительство 9-ти скважин. 1-вариант				на строительство 30-ти скважин. 2-рекомендуемый вариант			
				Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение		Водопотребление		Водоотведение	
				м^3/сут.	м^3/пер	м^3/сут.	м^3/пер	м3/сут.	м3/пер	м^3/сут.	м^3/пер	м3/сут.	м3/пер	м3/сут.	м3/пер
Хозяйственно-бытовые нужды															
Питьевые нужды	Место	30	150	4,5	290,7	4,5	290,7	40,5	2616,3	40,5	2616,3	135	8721	135	8721
Бытовые нужды	Сетка	30	500	1,5	96,9	1,5	96,9	13,5	872,1	13,5	872,1	45	2907	45	2907
Столовая	Усл. блюдо	30	12	1,8	116,28	1,8	116,28	16,2	1046,52	16,2	1046,52	54	3488,4	54	3488,4
Прачечная	Кг.сухого белья	30	75	2,25	145,35	2,25	145,35	20,25	1308,15	20,25	1308,15	67,5	4360,5	67,5	4360,5
Всего				**10,05**	**649,23**	**10,05**	**649,23**	**90,45**	**5843,07**	**90,45**	**5843,07**	**301,5**	**19476,9**	**301,5**	**19476,9**

Таблица 1.8.2.3 - Расчет расхода воды на производственные нужды при строительстве скважин

№ п/п	Наименование потребителей	Норма расхода воды	Кол-во дней рабо-ты	на строительство 1 скважины				Безвоз-вратные потери	на строительство 9-ти скважин. 1-вариант				Безвоз-вратные потери	на строительство 30-ти скважин. 2-рекомендуемый вариант				Безвоз-врат-ные потери
				Водопотребление		Водоотведение			Водопотребление		Водоотведение			Водопотребление		Водоотведение		
				м^3/сут	м^3/пер	м^3/сут	м^3/пер		м^3/сут	м^3/пер	м^3/сут	м^3/пер		м^3/сут	м^3/пер	м^3/сут	м^3/пер	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**
Производственные нужды																		
1	Строительно-монтажные работы	15	10	1,5	15	1,5	15	15	13,5	135	13,5	135	135	45	450	45	450	450
2	Подготовительные работы	12	4	3	12	3	12	12	27	108	27	108	108	90	360	90	360	360
3	Бурение и крепление	168,75	45	3,75	168,75	3,75	168,75	168,75	33,75	1518,75	33,75	1518,75	1518,75	112,5	5062,5	112,5	5062,5	5062,5
4	Испытание (Освоение)	8,4	5,6	1,5	8,4	1,5	8,4	8,4	13,5	75,6	13,5	75,6	75,6	45	252	45	252	252
5	Непредвиденные расходы, 5% (в т.ч. рекультивация)	6,74	-	-	6,74	-	-	6,74	-	60,66	-	-	60,66	-	202,2	-	-	202,2
	Всего:			**9,75**	**210,89**	**9,75**	**204,15**	**210,89**	**87,75**	**1898,01**	**87,75**	**1837,35**	**1898,01**	**292,5**	**6326,7**	**292,5**	**6124,5**	**6326,7**

1.8.2.3.2. Водоотведение объектов ТОО «КЕН-САРЫ»

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса, на месторождении Арыстановское образуются следующие сточные воды:

- ✓ хозяйственно-бытовые;
- ✓ производственные.

Схемы водоотведения объектов, входящих в состав ТОО «КЕН-САРЫ» приняты в соответствии со сложившейся традиционной схемой сбора и отведения сточных вод в данном районе с использованием местных климатических условий для разгрузки объема образовавшихся сточных вод.

Образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды на территории объектов УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС из септика откачиваются и вывозятся на утилизацию специализированной компании на договорной основе.

Сточные воды от лабораторий на площадках УПН, ПСН отводятся в дренажные емкости, с последующим вывозом спецавтотранспортом для очистки на договорной основе со специализированной организацией.

В соответствии с п.9 ст. 222 Кодекса, операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению:

Производственные сточные воды, образующиеся на УПН при обустройстве скважин после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), а также производственные и дождевые сточные воды после промывки оборудования, гидроуборки технологических площадок с ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС и объектов нефтепровода будут подаваться на установку очистки производственно-дождевых сточных вод с последующей закачкой в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину, для компенсации отобранной газонефтяной жидкости. Закачка в пласт на месторождении осуществляется на основании «Технологического регламента по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

Хозяйственно-бытовые сточные воды самотечной сетью канализации от вахтового посёлка ТОО «КЕН-САРЫ» отводятся в приемный резервуар КНС и откачиваются на комплекс биологической очистки БЛОС-50 производительностью 50м^3/сут. Далее очищенные сточные воды самотеком отводятся на поля испарения.

Для полива зеленых насаждений используется очищенная вода из полей испарения.

1. Нефтепромысел

При эксплуатации на территориях ГЗУ-1 и ГЗУ-2 производственные и дождевые сточные

воды, загрязненные нефтепродуктами, образующиеся в результате гидроуборки технологических площадок отводятся через колодцы с гидрозатворами по самотечной системе канализации в накопительную емкость, выполненную из канализационного колодца диаметром 2,0 м.

По мере накопления емкостей производственные и дождевые сточные воды, загрязнённые нефтепродуктами, вывозятся на площадку УПН на установку очистки производственно-дождевых сточных вод для очистки и последующей закачки в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину.

При эксплуатации объектов нефтепровода, согласно проекту «Нефтепровод от УПН месторождения Арыстановское до точки врезки в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км) с коммерческим узлом учета нефти (КУУН) и резервуарным парком», предусматриваются следующие раздельные системы канализации:

- система хозяйственно-бытовой канализации;
- система ливневой канализации.

Система хозяйственно-бытовой канализации предназначена для сбора и отвода бытовых стоков. Стоки от всех санитарных приборов и туалетного оборудования операторной и проходной отводятся по самотечной системе канализации в накопительную емкость (септик).

Система ливневой канализации головной насосной станции и железнодорожной наливной эстакады предназначена для отвода загрязненных нефтепродуктами дождевых вод и проливов нефти и конденсата с бетонных технологических площадок через дождеприемники в дренажную емкость.

Хозяйственно-бытовые стоки из септика вывозятся на очистную установку биологической очистки вахтового посёлка, а ливневые воды и промышленные стоки вывозятся на площадку УПН месторождения Арыстановское для очистки от нефти и дальнейшего использования для технических нужд (поддержание пластового давления).

2. Установка подготовки нефти

Образующиеся на УПН хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в помещении операторной, химлаборатории поступают в сборник стоков (септик), откуда периодически по мере наполнения вывозятся на очистную установку биологической очистки вахтового посёлка ТОО «КЕН-САРЫ».

Образующиеся производственные сточные воды после обессоливания нефти отводятся в дренажную ёмкость ДЕ-3. Откачка производственных сточных вод из емкости ДЕ-3 осуществляется в резервуар пластовой воды РВС-4 V=400 м^3, откуда насосами подается на закачку в пласт через нагнетательные скважины на стадии подготовки и освоения технологии ППД.

Закачка воды производится в соответствии с «Техническим регламентом по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское», на горизонт Ю-IX и Ю-XI с интервалом перфораций 2481,5-2860м и 3051-3071м соответственно. Предприятием планируется разработка проекта системы ППД после завершения 3Д моделирования геологического строения месторождения, после чего планируется строительство системы ППД.

На территории УПН имеется лаборатория, которая регулярно проводит анализ воды из РВС-4, которая закачивается в пласт. Учет пластовой воды осуществляется согласно градировочной таблице РВС-4.

Физико-химические свойства пластовой воды и качественный состав воды, закачиваемый в пласт приведен в таблицах 1.8.2.4 и 1.8.2.5.

Таблица 1.8.2.4 - Физико-химические свойства пластовой воды

№п.п.	Наименование параметров	Фактическое значение	Ед. измерения
1	pH	6,92	
2	Плотность при 2^0С	1,082	г/см3
3	Содержание хлористых солей	97027	мг/л
4	карбонат ион	отс	мг/л
5	гидрокарбонат ион	488	мг/л
6	железо ион	отс	мг/л
7	железо ион	38	мг/л
8	железо общее	38	мг/л
9	общая минерализация	156787	мг/л
10	содержание механических примесей	0,014	мг/л
11	содержание остаточных нефтепродуктов	19,7	мг/л

Примечание: Согласно Технического регламента по закачке пластовой воды

Таблица 1.8.2.5 - Качественный состав воды из РВС-4 (усредненные данные)

Дата отбора пробы	Определяемые параметры								
	Содержание остаточных нефтепро-дуктов мг/дм³	Содержа ни е мех. примесей % весов.	Сод. железа мг/дм³			Содержание хлористых солей (CL) мг/дм3	pH	t°C воды при измере н ии	Плотно сть воды при 20°С г/см³
			Fe^{+2}	Fe^{+3}	Fe общ.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
январь	41,17					132495,80			
февраль	39,63					125607,30			
март	44,34	0,0023	11,2	56,3	67,5	128503,01	5,8	20	1,10
апрель	45,92	0,0018	13,3	59,5	72,8	84463,88	6,5	19	1,10
май	42,8					86654,45			
июнь	41,06	0,0017	14,05	57,15	69,9	122157,74	6,65	15	1,01
июль	42,46	0,0017	14,05	57,15	69,9	102746,49	6,65	15	1,01
август	43,27	0,0018	14	56,7	70,95	89884,42	6,45	16,5	1,01
сентябрь	45,39	0,0017	13,87	55,63	70,6	94057,17	6,5	16,47	1,01
октябрь	45,18	0,0016	15,1	57,4	72,5	98243,83	6,2	17,75	1,01
ноябрь	46,07						6	17,2	1,01
Среднее	**43,39**	**0,0018**	**13,65**	**57,12**	**70,59**	**106481,41**	**6,34**	**17,11**	**1,03**
Макс	**46,07**	**0,0023**	**15,1**	**59,5**	**72,8**	**132495,80**	**6,65**	**20**	**1,10**

Примечание: согласно предоставленного протокола

Для защиты почвенного покрова и грунтовых вод от случайных проливов нефти на территории УПН предусмотрены бетонированные технологические площадки с устройством бортиков из бетонных бортовых камней с высотой 0,15 м, исключающих разлив нефтепродуктов на рельеф. Под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка щебня, пропитанного битумом, толщиной 50 мм, боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумом за три раза. Для отвода дождевых вод и воды после гидроуборки площадок предусмотрены трапы с решетками.

Дождевые и производственные сточные воды, загрязненные нефтепродуктами с площадок резервуарного парка, с площадки налива нефти и с площадок печей подогрева отводятся через колодцы с гидрозатворами по самотечной системе канализации в накопительные емкости, выполненные из колодца диаметром 2,0 м. С остальных технологических площадок собираются в герметичные приямки.

Сточные воды от мойки химлаборатории поступают в герметичный колодец с гидрозатвором.

По мере накопления емкостей производственные и дождевые сточные воды, а также сточные воды от мойки химлаборатории загрязнённые нефтепродуктами вывозятся на утилизацию по договору со специализированной организацией.

Максимальное суточное количество дождевых вод с технологических площадок составляет - 2,5 м3/сут.

Концентрация загрязнений дождевых сточных вод с площадок составляет:

- взвешенных веществ – до 600 мг/л;
- нефтепродуктов – до 700-1000 мг/л;
- БПКполн. – до 200 мг/л.

Отвод дождевых вод с незагрязнённых площадок УПН осуществляется по спланированной поверхности за пределы ограждения в пониженные места рельефа.

По периметру наземных резервуаров нефти и резервуара пластовой воды предусмотрено замкнутое земляное обвалование шириной поверху 0,5 м высотой 1,0 м. Для предотвращения попадания разлившейся нефти в грунт при аварии, в пределах земляного обвалования резервуарного парка, запроектирован защитный экран из жирной мятой глины толщиной 0,5 м с втрамбованием щебня толщиной 0,10 м. Согласно СН РК 3.02-15-2003, отвод дождевых сточных вод с обвалованной площадки резервуарного парка не предусматривается, так как количество выпадающих осадков за год составляет 200 мм (менее 400 мм в год).

3. Пункт сбора нефти (ПСН)

На площадке ПСН запроектированы следующие системы канализации: хозяйственно-

бытовая, производственная (из лаборатории), дождевая.

Основным стоком с площадки ПСН является хозяйственно-бытовой сток от санитарных приборов из здания операторной и лаборатории, предназначенный для сбора и отвода бытовых стоков с объектов проектируемой площадки ПСН. Отвод хозяйственно-бытовой канализации осуществляется в септик с последующим вывозом на очистные сооружения вахтового поселка для очистки.

Система канализации выполняется из полиэтиленовых труб. Сточная вода самотеком поступает в камеру септика, где происходит его частичное осветление путем отстаивания. Однокамерные септики служат для осветления хозяйственно-бытовой канализации, с последующим вывозом на очистные сооружения. Всего септиков принято один, объемом 4,8 м^3. Септик состоит из круглых стеновых колец диаметром-2000 мм. Колодцы приняты из сборных железобетонных элементов по ГОСТ 8020-90.

Для утепления и предохранения от попадания в них мусора устанавливаются дополнительные деревянные крышки. В септике предусматривается вентиляционная труба, выходящая на 0,5 м от поверхности земли.

С внутренней стороны стенки и днище оштукатуриваются водонепроницаемым цементно-песчаным раствором толщиной 20 мм состава 1:3, с добавкой азотнокислого кальция (нитрата кальция) в соответствии с «Руководством по применению водонепроницаемых цементно-песчаных растворов с добавкой азотнокислого кальция для гидроизоляционных работ в строительстве».

Система производственно-дождевой канализации предназначена для отвода дождевых вод, стоков от промывки оборудования или проведения ремонтных, или профилактических работ. Отвод стоков – периодический, после пожара – аварийный.

От лаборатории на площадке ПСН предусмотрена производственная канализация для отвода сточных вод от лабораторных моек в дренажную емкость объемом 8м3. Далее стоки будут отвозиться спецавтотранспортом на места утилизации и очистки нефтесодержащих стоков.
Отвод дождевых и производственных стоков с обордюренной территории предусматривается в сборные колодцы и приямки, с последующей откачкой и вывозом спецавтотранспортом на установку очистки промышленных ливневых стоков по договору с со специализированной организацией. Водоотвод дождевых и талых не загрязнённых нефтепродуктами поверхностных вод по спланированной поверхности производится на рельеф за ограждение территории.

Расчетный объем образующихся дождевых стоков, согласно проекту, составляет 28,83 м3/сут или 86,89 м3/год.

Вода после промывки резервуаров нефти и технологического оборудования, также гидроуборки технологических площадок поступает в приямки и дожеприемники, откуда

вывозятся спецавтортранспортом в места утилизации.

Система дождевой канализации предназначена для сбора дождевых и талых вод, и стоков после гидроуборки. С технологических площадок отвод вод по спланированной поверхности осуществляется в приямки с последующей откачкой автотранспортом по мере необходимости. Водоотведение из площадок резервуарного парка нефти осуществляется с помощью дождеприемников диаметром 1000 мм, которые будут располагаться по краю площадки в сторону естественного уклона отметок земли, и соединены трубопроводом Ду200 мм. Принятые трубы стальные по ГОСТ 10704-91.

Стоки, поступающие в дождеприемник самотеком, поступают в мокрый колодец через отсекающие колодцы. Колодцы канализационные предусмотрены из сборных ж/бетонных элементов по ТПР 901-09-11.84, ал. 2.

Внутренние и наружные поверхности стен и днища колодцев обмазываются горячим битумом за 2 раза по огрунтовке из раствора битума в бензине. Трубы дождевой канализации стальные электросварные по ГОСТ 10704-91, проложенные подземно, подлежат изоляции «весьма усиленная» ГОСТ 9.602-89. Расчетное количество загрязненных сточных вод принимается из расчета 20% от максимального суточного слоя осадка с учетом коэффициента стока.

Система производственной канализации служит для сбора стоков от производства, в частности от моек лаборатории. Сток самотеком поступает в емкость для промстоков, оттуда вывозится спецавтотранспортом в места утилизации производственных стоков. Производственные сточные воды собираются в резервуар нефтесодержащих стоков с последующим вывозом в места утилизации и очистки специальной компанией на основе договора. На стадии подготовки и освоения технологии ППД данные сточные воды будут подаваться на установку очистки производственных сточных вод для очистки и последующей закачки в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину.

В настоящее время на месторождении Арыстановское еще не построена система ППД, а осуществляется закачка производственных сточных вод путем нагнетания в пласт через нагнетательные скважины для компенсации отобранной газонефтяной жидкости. Закачка осуществляется согласно «Технического регламента по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

4. Установка подготовки газа (УПГ)

На площадке УПГ в соответствии с проектом принимаются раздельные системы канализации: бытовая и дождевая.

Объектами водоотведения являются здание операторной и технологические площадки УПГ с усовершенствованным покрытием.

Система бытовой канализации предназначена для сбора и отвода сточных вод от санитарно-технических приборов, расположенных в операторной. Отвод бытовых стоков проектируется в дренажную емкость объемом V=6 м3.

По мере заполнения септика бытовые сточные воды будут вывозиться спецавтотранспортом на очистные сооружения биологической очистки вахтового поселка ТОО «Кен-Сары».

Прокладка труб – подземная. Канализационные сети приняты из полиэтиленовых труб. На сети предусматриваются канализационные колодцы из сборных железобетонных элементов.
Дождевая канализация, предназначена для сбора и отвода дождевых вод и стоков после гидроуборки с отбортованных технологических площадок с твердым покрытием.

Количество осадков в Мангышлакской области за холодный период года (с ноября по март месяц) составляет 61 мм, за теплый период года (с апреля по октябрь) составляет 111 мм, данные СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология», что в сумме составляет 172 мм в год.

Расчетное количество загрязненных сточных дождевых вод на площадке УПГ составит 13,89 м3/сут.

Сбор и отвод дождевых стоков с площадок УПГ осуществляется в приямки. Стоки от площадки склада ШФЛУ отводятся в проектируемую наружную сеть дождевой канализации, с последующим сбором в дренажную емкость объемом V=25 м3.

Все дождевые нефтесодержащие стоки из дренажной емкости и приямков, вывозятся спецавтотранспортом согласно договору, со специализированной организацией.
Водоотвод поверхностных вод с территории без твердого покрытия и не загрязненных нефтепродуктами во время дождя и таяния снега по спланированной поверхности отводится на рельеф за ограждение территории.

Средняя концентрация загрязнений в дождевых сточных водах, сбрасываемых с вышеперечисленных площадок в соответствии с пунктом 3.22 ВНТП 3-85, составляет:

- взвешенные вещества – до 300мг/л;
- БПК – 20 – 40мг/л;
- нефтепродукты – 50 – 100мг/л.

Прокладка труб от площадки склада ШФЛУ до дренажной емкости – подземная.

5. Газопоршневая электростанция (ГПЭС)

На площадке ГПЭС предусмотрена система хозбытовой канализации предназначена для сбора и отвода сточной воды от санитарных приборов, установленных в здании операторной.

Бытовая канализация от здания операторной по самотечным трубопроводам отводится в проектируемый септик, объемом 4,8 м3 с периодическим опорожнением спец. автотранспортом и вывозом на существующие очистные сооружения.

Наружные трубопроводы приняты из полиэтиленовых двухслойных безнапорных гофрированных труб «КОРСИС» SN8, диаметром 160 мм. по ТУ 2248-001-73011750. Трубы в траншее укладываются на основание из мягкого грунта толщиной не менее 0,1 м. с соблюдением уклонов и обсыпаются на высоту не менее 0,3 м. над верхом трубы грунтом, не содержащим твердых включений, с подбивкой пазух.

Смотровые колодцы бытовой канализации, устанавливаемые на выпусках из здания, выполняются из сборных железобетонных колец диаметром 1000 мм. по ГОСТ 8020-90, марка по водонепроницаемости W-8; основание под днища колодцев – щебеночная подготовка толщиной 50 мм. с пропиткой битумом до полного насыщения.

Внутренние поверхности колодцев обмазываются горячим битумом в несколько слоев по огрунтовке из раствора битума в бензине; наружные поверхности обмазываются горячим битумом в 2 слоя.

Вокруг люков горловин устраивается отмостка шириной 1,0 м. с уклоном от люков следующей конструкции: асфальтобетон толщиной 30 мм, песчано-гравийная смесь (50 % - песка, 50 % - гравия) толщиной 100 мм.

При монтаже и испытании емкостных сооружений на герметичность следует руководствоваться требованиями СНиП 3.05.04-85*.

Для сбора сточных вод и их механической очистки предусматривается сооружение однокамерного септика из сборных железобетонных колец диаметром 2000 мм. по ГОСТ 8020-90 на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W-8.

Основания под днища камеры септика – щебеночная подготовка толщиной 100 мм. с пропиткой битумом до полного насыщения.

Вокруг люка горловины устраивается отмостка шириной 1,0 м. с уклоном от люков следующей конструкции: асфальтобетон толщиной 30 мм, песчано-гравийная смесь (50 % - песка, 50 % - гравия) толщиной 100 мм.

6. Вахтовый поселок

В вахтовом поселке образуются хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в жилых и административном блоках, от прачечной и столовой, которые по самотечной сети канализации, отводятся в приёмный резервуар канализационной насосной станции (КНС) станции биологической очистки.

От моечного оборудования столовой на выпуске канализации предусмотрено устройство жироуловителя. Жироуловитель предназначен для задержания жиров и масел, с последующим их извлечением и вывозом совместно с твердыми бытовыми отходами на полигон ТБО.

Система ливневой канализации на территории вахтового поселка отсутствует. Отвод поверхностных вод предусмотрен открытой системой с приданием, спланированным участкам и

дорогам уклонов, обеспечивающих сток воды в понижения рельефа местности, а также в арычную сеть, со стоком воды в зеленую зону участка.

Канализационная насосная станция

Канализационная насосная станция (КНС) предназначена для перекачки хозяйственно-бытовых и близких к ним по составу сточных вод на очистную установку биологической очистки хозбытовых сточных вод.

КНС состоит из двух основных частей: надземной – утепленное и обогреваемое здание и подземной – металлическая емкость приема сточной воды с установленными в ней погружными насосами. Завод изготовитель: Некоммерческое партнерство «Компания «ЭКОС».

В надземной части установлены: шкаф управления насосами, ручная таль для подъема и замены насосного оборудования и извлечения корзины с задержанными отбросами, а также запорно-регулирующая арматура для удобства обслуживания.

В подземной части установлены: решетка и корзина для задержания отбросов, погружные насосы откачки сточных вод (1 раб, 1 рез), система взмучивания от напорной линии насосов и поплавковые сигнализаторы уровня.

Автоматика КНС предусматривает включение резервного насоса, в случае выхода из строя рабочего, а также при поступлении в КНС расхода больше расчетного. Приемный резервуар оснащен люком и лестницей для возможности обслуживания.

На территории вахтового поселка эксплуатируются блочные локальные очистные сооружения серии «БЛОС-50» производительностью 50 м3/сут.

Станция полной биологической очистки производительностью 50 м3/сут

Очистные сооружения хозбытовых сточных вод «БЛОС-50» производительностью 50м3/сут, предназначены для биологической очистки бытовых сточных вод и близких к ним по составу и представляют собой компактный моноблок, состоящий из модуля полной заводской готовности.

Изготовителем очистных сооружений хозбытовых сточных вод является ООО «Экологический центр водных строительных технологий», г. Оренбург.

Очистные сооружения расположены на расстоянии 170 м от вахтового поселка в пределах санитарно-защитной зоны.

Установка обеспечивает очистку бытовых сточных вод до показателей, соответствующих ПДК сброса в водоемы рыбохозяйственного назначения. Технология очистки воды основана на биологическом удалении из сточных вод органических соединений и биологических элементов (азота и фосфора). Технология биологической очистки, реализована с использованием пластиковых бионосителей. Используемая технология невероятно компактно по сравнению с подобными биологическими процессами, требует невысоких затрат и очень практична в

эксплуатации.

Конструкция установки выполнена с учетом возможности ее эксплуатации при температуре окружающего наружного воздуха от +50 С0 до -550С. Установка изготовлена в едином блоке состоящим из модульных контейнеров, что позволяет снизить расходы на отопление и вентиляцию, а также упростить монтаж.

Установка представляет собой цельнометаллическую конструкцию из стального листа толщиной 4 мм по ГОСТ 14637-89 с каркасом из профильной трубы 100х100; 60х40 по ГОСТ 8240-97. Листовые конструкции внутренних перегородок выполнены из листа толщиной 4 мм по ГОСТ 14637-89, швеллера или уголка по ГОСТ 8509-93.

Внутренние и наружные поверхности емкостей защищены антикоррозийным покрытием, выполненным в виде двумя слоями грунтовки ЭП-0263 С, с последующим покрытием Эмали ХС-436, с общей толщиной покрытия не менее 130 мкм. Подготовка поверхности – по ГОСТ 9.402-80.

Стальные трубопроводы защищены антикоррозионным покрытием и окрашены эмалью. Соединения трубопроводов выполнены резьбовыми, с использованием стандартных фитингов, сварными, или фланцевыми. В качестве запорной и регулирующей арматуры использованы задвижки и шаровые краны.

Основные проектные показатели сточной воды до и после очистки представлены в таблице 1.8.2.6.

Таблица 1.8.2.6 - Основные проектные показатели сточной воды до и после очистки

№ п/п	Наименование параметров	Ед. изм.	Кол-во		Эффективность очистки, %
			до очистки	после очистки	
1	2	3	4	5	6
1	БПКполн.	мг/л	250	3-5	98
2	Взвешенные вещества	мг/л	250	3-5	98
3	Азот аммонийный	мг/л	30	0,39	98,7
4	Фосфаты	мг/л	6	0,2	96,7
5	Нефтепродукты	мг/л	10	0,05	99,5
6	СПАВ	мг/л	10	0,5	95
7	ХПК	мг/л	300	10	96,7

В установке сточная вода последовательно подвергается следующим этапом очистки:

- удаление грубодисперсных механических примесей;
- усреднение сточных вод по расходу;
- биологическая очистка сточных вод;
- доочистка сточных вод до норм сброса в водоемах рыбохозяйственного назначения;
- обеззараживание очищенных сточных вод.

Выбор технологии и особенности обработки сточных вод определяются содержанием органических загрязнений в них.

Категорически запрещается отводить на БЛОС:

– регенерационные стоки оборудования очистки питьевой воды;
– воду из бассейна при его замене или профилактических работах;
– дождевые воды с крыш и территории.

Технологическая схема очистки

Хозяйственно-бытовые стоки из колодца с погружным насосом подаются в технологический блок установки БЛОС-50.

Первоначально стоки попадают в приемную камеру – усреднитель, где стоки усредняются по составу, и происходит механическая очистка стоков от крупных загрязнений для этого предусмотрена сероулавливающая корзина.

Для предотвращения образования осадка, в приемной камере установлен эрлифт-мешалка. Из приемной камеры стоки нисходящим потоком поступают в блок биологической очистки (биофильтр).

В биофильтре установлен пластиковый бионоситель, предназначенный для развития иммобилизованной микрофлоры, позволяющий поддерживать необходимую концентрацию активного ила 4 г/л и сформировать биоценоз, адаптированный к специфическим загрязнениям очищаемых сточных вод. Далее поток из биофильтра поступает в камеру фильтра с загрузкой и входящим потоком проходит фильтр с плавающей загрузкой, который обеспечивает задержание в камере фильтра. Осевший, в биофильтре и в камере фильтра с плавающей загрузкой, минерализованный осадок и избыточный ил посредством системы эрлифтов подается по трубопроводам в накопитель осадка.

Пройдя механическую и биологическую очистку, поток поступает в накопительную емкость. В накопительную емкость производится дозированная подача раствора дезинфектанта, от установки приготовления и дозирования дезинфектанта, что обеспечивает предварительное обеззараживание, необходимое для предотвращения размножения бактерий и вирусов в загрузке напорного фильтра, предотвращая заиливание напорного фильтра и снижение эффективности доочистки. При оптимальной подаче препарата, дезинфектант растворившись в воде парализует жизненные процессы клеток бактерий вызывая их гибель и способствует окислению остаточных загрязнителей – органических веществ.

Доочистка сточных вод до норм сброса в водоемы рыбохозяйственнного назначения осуществляется на напорном фильтре. Очищенная вода отводится в накопительную емкость очищенной воды, откуда погружным электронасосом подается на установку обеззараживания воды УОВ (методы ультрафиолетового излучения).

Обеззараженная вода отводится из установки на сброс на поля испарения.

Обезвоживание осадка

Предусмотрено использование мешковой установки обезвоживание осадка в

биофильтрующих мешках. В накопитель осадка, через систему эрлифтов, подается осадок из биофильтра и сток после промывки напорного фильтров. Из накопителя осадка осадок подается на обезвоживатель, в который параллельно дозируется от установки приготовления и дозирования флокулянта расчетное количество раствора флокулянта.

Обезвоженный осадок удаляется из обезвоживателя по мере накопления осадка в фильтрующем мешке. Обезвоженный осадок в фильтрующем мешке направляется на площадку складирования с дальнейшей утилизацией по договору на поля для выращивания декоративных растений, трав для КРС или на площадку компостирования, где пересыпается опавшими листьями, ветками и по истечению 12 месяцев получается удобрение (1:5) и др.

7. Объемы водоотведения

Производственная деятельность месторождения Арыстановское в целом относится к водоемким отраслям производства, которая характеризуется большим водопотреблением и образованием большого количества сточных вод, в том числе попутно-пластовых.

Объемы отведения сточных вод за период 2022-2024 гг и плановые 2025 год представлены ниже в таблице 1.8.2.7.

Таблица 1.8.2.7 - Фактические объемы отведения сточных вод на месторождении на 2022-2024 гг

№№ п.п.	Наименование	Объем, м3		
		2022	2023	2024 (7мес)
1	**Отведение хозяйственно-бытовых сточных вод***	**16175**	**12287**	**7366**
1.1.	Отведение на поля испарения	13919	10131	5992
1.2.	Передача ТО "Темиржолсу-Мангыстау"	2256	2156	1374
2	**Закачка в пласт*** (в т.ч. вода после обессоливания нефти)	**128081**	**141784**	**83518**

Примечание: * - согласно представленных фактических данных; ** - согласно динамике добычи нефти и газа

Таблица 1.8.2.7 - Плановые объемы отведения сточных вод на месторождении на 2025 год

№№ п.п.	Наименование	Объем, м3
		2025 план
1	**Отведение хозяйственно-бытовых сточных вод**	**18750**
1.1.	Отведение на поля испарения	13000
1.2.	Передача ТО "Темиржолсу-Мангыстау"	5750
2	**Закачка в пласт**	**235200**
	в т.ч., волжская вода после обессоливания	10800

Примечание: * - согласно представленных фактических данных; ** - согласно динамике добычи нефти и газа

Закачка в пласт производственных сточных вод, состоящих попутно добываемых пластовых вод, а также технической волжской воды, закачиваются в пласт путем нагнетания через нагнетательные скважины №59, 101, 106, 118, 127, 200, 205, 300 согласно Технического регламента. Проводя анализ отводимых производственных сточных вод, можно отметить, что волжская вода составляет незначительный процент (4-7%) от общего объема воды.

Результаты анализов хозяйственно бытовых сточных вод ТОО «КЕН-САРЫ» представлены в таблице 1.8.2.8.

Таблица 1.8.2.8 - Результаты анализов хозяйственно бытовых сточных вод ТОО «КЕН-САРЫ»

№ п.п	Наименование ингредиента	Усредненное значение, мг/дм3			Максимальное значение, мг/дм3	Среднее значение, мг/дм3
		2022 г.	2023 г.	2024 г. (6мес)		
1	2	3	4	5	6	7
Сточная вода (до очистки)						
1	Взвешенные вещества, мг/л	64,625	47,275	32,800	64,625	48,233
2	Сухой остаток, мг/л	546,475	470,3	343,800	546,475	453,525
3	Сульфаты, мг/л	47,275	56,76	106,210	106,21	70,082
4	Хлориды, мг/л	365,8	247,54	139,248	365,8	250,863
5	Азот аммонийный, мг/л	47,775	51,9125	63,664	63,664	54,451
6	Нитраты, мг/л	0,275	0,1	0,166	0,275	0,180
7	Нитриты, мг/л	0	0,015	0,019	0,02	0,011
8	Фосфаты, мг/л	4,93	11,9275	17,322	17,32	11,393
9	СПАВ, мг/л	2,165	2,49	4,008	4,01	2,888
10	Нефтепродукты, мг/л	0,6675	1,4675	5,526	5,53	2,554
11	БПК, мгО2/л	47,025	25,45	30,914	47,03	34,463
12	ХПК, мгО2/л	288,575	313,6	414,696	414,70	338,957
13	Железо общее, мг/л	1,845	1,4325	1,438	1,85	1,572
Сточная вода (после очистки)						
1	Взвешенные вещества, мг/л	0,575	1,295	2,932	2,932	1,601
2	Сухой остаток, мг/л	149,35	302,825	250,76	302,825	234,312
3	Сульфаты, мг/л	29,45	22,51	22,68	29,45	24,881
4	Хлориды, мг/л	34,4	147,5925	124,664	147,5925	102,219
5	Азот аммонийный, мг/л	0,2325	1,02	0,6540	1,020	0,636
6	Нитраты, мг/л	0,445	0,1	0,3000	0,445	0,282
7	Нитриты, мг/л	0	0,135	0,1620	0,162	0,099
8	Фосфаты, мг/л	0,11	1,0375	0,9900	1,038	0,713
10	СПАВ, мг/л	0,026	0,125	0,0524	0,125	0,068
11	Нефтепродукты, мг/л	0,00165	0,032	0,0500	0,050	0,028
12	БПК, мгО2/л	0,3865	1,8725	2,6700	2,670	1,643
13	ХПК, мгО2/л	6,75	18,275	53,0440	53,044	26,023
14	Железо общее, мг/л	0,0034	0,075	0,0920	0,092	0,057

1.8.2.3.3. Краткая характеристика существующих очистных сооружений

Выпуск №1. Поля испарения вахтового поселка

Для приема очищенных сточных вод в 2009 г. построены и в настоящее время эксплуатируются поля испарения.

Поля испарения представляют собой искусственно созданный водоем и состоят из одной секции прямоугольной формы, в плане с размерами по дну 65,0 х 32,5 м, по верху 79,0 х 46,5 м, с откосами m=7,0 м. Высота слоя налива принята 1,25 м. Минимальная высота обвалования 1,75м. Рабочий объем полей испарения составляет 6428 м^3.

Результаты инвентаризации выпуска сточной воды №1 (Приложение 16 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду») представлены в таблице 1.8.2.9.

Эффективность работы блочного локального очистного сооружения «БЛОС-50» производительностью 50 м3/сут (Приложение 17 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду») представлена в таблице 1.8.2.10.

Таблица 1.8.2.9 - Результаты инвентаризации выпуска сточной воды №1 (Приложение 16 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду»)

Наименование объекта (участка, цеха)	Номер выпуска сточных вод	Диаметр выпуска, м	Категория сбрасываемых сточных вод	Режим отведения сточных вод		Расход сбрасываемых сточных вод		Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация загрязняющих веществ за 2022-2024гг, мг/дм3	
				ч/сут.	сут./год	м3/ч	м3/год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТОО "Кен-Сары", месторождение Арыстановское	1	0,1	очищенные хозяйственно-бытовые сточные воды	24	365	1,48	13000	поля испарения	Взвешенные вещества	2,932	1,601
									Сухой остаток	302,825	234,312
									Сульфаты	29,45	24,881
									Хлориды	147,5925	102,219
									Азот аммонийный	1,020	0,636
									Нитраты	0,445	0,282
									Нитриты	0,162	0,099
									Фосфаты	1,038	0,713
									СПАВ	0,125	0,068
									Нефтепродукты	0,050	0,028
									БПК	2,670	1,643
									ХПК	53,044	26,023
									Железо общее	0,092	0,057
									Водородный показатель	6,82	6,5

Таблица 1.8.2.10 - Эффективность работы блочного локального очистного сооружения «БЛОС-50» производительностью 50 м3/сут (Приложение 17 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду»)

Состав очистных сооружений	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			проектные показатели			фактические показатели (средние за 3 года)		
								концентрация, мг/дм3		степень очистки, %	концентрация, мг/дм3		степень очистки, %
		м3/ч	м3/сут.	тыс. м3/год	м3/ч	м3/сут.	тыс. м3/год	до очистки	после очистки		до очистки	после очистки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Станция блочного локального очистного сооружения «БЛОС-50», производительностью 50 м3/сут	БПК полн	2,08	50	18,250	1,48	35,62	13,000	250	3-5	98-98,8	34,463	1,643	95,23
	Взвешенные вещества							250	3-5	98-98,8	48,233	1,601	96,68
	Азот аммонийный							30	0,39	98,7	54,451	0,636	98,83
	Фосфаты							6	0,2	96,7	11,393	0,713	93,74
	Нефтепродукты							10	0,05	99,5	2,554	0,028	98,90
	СПАВ							10	0,5	95	2,888	0,068	97,65
	ХПК							300	10	96,7	338,957	26,023	92,32

Выпуск №2. Закачка в пласт

Производственные сточные воды, образующиеся на УПН при обустройстве скважин после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), а также производственные и дождевые сточные воды после промывки оборудования, гидроуборки технологических площадок с ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС и объектов нефтепровода будут подаваться на установку очистки производственно-дождевых сточных вод с последующей закачкой в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину, для компенсации отобранной газонефтяной жидкости. Закачка в пласт на месторождении осуществляется на основании «Технологического регламента по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

На площадке УПН в процессе подготовки нефти используется свежая волжская вода. В процессе подготовки и промывки (обессоливания) нефти данная вода теряет свои исходные свойства и переходит в разряд сточных вод. После данная вода совместно с попутно добываемой пластовой водой закачивается в пласт через нагнетательные скважины.

Закачка воды производится в соответствии с «Техническим регламентом по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское», на горизонт Ю-IX и Ю-XI с интервалом перфораций 2481,5-2860м и 3051-3071м соответственно.

Принимая во внимание п.3 ст.213 Экологического кодекса РК: не являются сбросом:

1) закачка пластовых вод, добытых попутно с углеводородами, морской воды, опресненной воды, технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления;

2) закачка в недра технологических растворов и (или) рабочих агентов для добычи полезных ископаемых в соответствии с проектами и технологическими регламентами, по которым выданы экологические разрешения и положительные заключения экспертиз, предусмотренных законами Республики Казахстан;

Соответственно исключаем из объема нормируемой воды объем попутно добытых пластовых вод. Таким образом, нормированию подлежит только использованная на подготовку нефти волжская вода.

Объем закачиваемой воды в пласт на проектируемый период составляет – 14400 м^3/год. Закачка в пласт осуществляется через нагнетатеьные скважины № 51, 59, 101, 106, 118, 127, 200, 205, 300 согласно Технического регламента.

Качество пластовой воды должно соответствовать СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Пластовые воды, образующиеся на УПН после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), закачиваются в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину на стадии подготовки и освоения технологии ППД.

Предусмотренный для сточных вод механический метод очистки в РВС с последующей закачкой в пласт, являются традиционными и соответствующими нормативным документам, действующим на территории Республики Казахстан.

Установка подготовки нефти

Образующиеся производственные сточные воды после обессоливания нефти отводятся в дренажную ёмкость ДЕ-3. Откачка производственных сточных вод из емкости ДЕ-3 осуществляется в резервуар пластовой воды РВС 4 V=400 м3, откуда насосами подается на закачку в пласт через нагнетательные скважины на стадии подготовки и освоения технологии ППД.

Закачка воды производится в соответствии с «Техническим регламентом по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское», на горизонт Ю-IX и Ю-XI с интервалом перфораций 2481,5-2860м и 3051-3071м соответственно. Предприятием планируется разработка проекта системы ППД после завершения 3Д моделирования геологического строения месторождения, после чего планируется строительство системы ППД.

На территории УПН имеется лаборатория, которая регулярно проводит анализ воды из РВС-4, которая закачивается в пласт. Учет пластовой воды осуществляется согласно градировочной таблице РВС-4.

Физико-химические свойства пластовой воды и качественный состав воды, закачиваемый в пласт приведен в таблицах 1.8.2.11.

Таблица 1.8.2.11 - Физико-химические свойства пластовой воды

№п.п.	Наименование параметров	Фактическое значение	Ед. измерения
1	pH	6,92	
2	Плотность при 20С	1,082	г/см3
3	Содержание хлористых солей	97027	мг/л
4	карбонат ион	отс	мг/л
5	гидрокарбонат ион	488	мг/л
6	железо ион	отс	мг/л
7	железо ион	38	мг/л
8	железо общее	38	мг/л
9	общая минерализация	156787	мг/л
10	содержание механических примесей	0,014	мг/л
11	содержание остаточных нефтепродуктов	19,7	мг/л

Примечание: Согласно Технического регламента по закачке пластовой воды

Результаты инвентаризации выпуска сточной воды (Выпуск №2 закачка в пласт) (Приложение 16 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду») представлены в таблице 1.8.2.12.

Эффективность работы очистных сооружений производственных вод – отстойник воды РВС-4 (Приложение 17 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду») представлена в таблице 1.8.2.13.

Таблица 1.8.2.12 – Результаты инвентаризации выпуска сточной воды (Выпуск №2 закачка в пласт) (Приложение 16 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду»)

Наименование предприятия (участка, цеха)	Номер выпуска сточных вод	Диаметр выпуска, м	Категория сбрасываемых сточных вод	Режим отведения сточных вод		Расход сбрасываемых сточных вод		Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Концентрация загрязняющих веществ за 2021-2023 мг/дм3	
				ч/сут.	сут./год	м3/ч	м3/год			макс.	средн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТОО «Кен-Сары» м/р Арыстановское	1	-	Вода после обессоливани я нефти	24	365	1,64	14400	Пласт II объект, через скважину	Взвешенные вещества (мех.примеси)	50	50
									Сухой остаток	1500	1500
									Сульфаты	500	500
									Хлориды (хлористые соли)	132495,8	132495,8
									Азот аммонийный	2	2
									Нитраты	45	45
									Нитриты	3,3	3,3
									Нефтепродукты	50	50
									БПК	6	6
									ХПК	30	30
									Железо общее	72,8	72,8

Таблица 1.8.2.13 - Эффективность работы очистных сооружений производственных вод – отстойник воды РВС-4 (Приложение 17 к «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду»)

Состав очистных сооружений	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			проектные показатели			фактические показатели (средние за 3 года)		
								концентрация, мг/дм3		степень очистки, %	концентрация, мг/дм3		степень очистки, %
		м3/ч	м3/сут.	тыс. м3/год	м3/ч	м3/сут.	тыс. м3/год	до очистки	после очистки		до очистки	после очистки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Резервуар пластовой воды Отстойник воды РВС-4	Нефтепродукты	-	-	-	1,64	39,36	14400	-	50,0	90	-	50	90
	Взвешенные вещества							-	50,0	90	-	50	90

1.8.2.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Подготовка закачиваемых вод направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (pH). Значение pH должно находиться от 4,5 до 8,5.
2. Фильтрационная характеристика. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
3. Совместимость с пластовой водой и породой. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.
5. Содержание нефти и механических примесей. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 1.8.2.14.

Таблица 1.8.2.14 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

**Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде*

6. Содержание растворенного кислорода. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода. В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. Содержание ионов трехвалентного железа. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

Существующее положение в системе ППД

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти разработка месторождения Арыстановское осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) путём закачки воды в I, II и III объекты. В качестве источника водоснабжения для системы ППД используется попутно-добываемая (сточная) вода.

В таблице 1.8.2.15 представлены результаты определения физических свойств и химического состава пластовых и закачиваемых вод месторождения Арыстановское, исследованных в анализируемый период в нефтяной лаборатории м/р «Арыстановское» (свидетельство №2/16 «Об оценке состояния измерений (аттестации) от 20.05.16 г.).

Закачиваемая в систему ППД вода имеет плотность в среднем 1,156-г/см^3,

минерализацию – 159,2 г/л и относится к хлоркальциевому типу. Содержание ионов хлора составляет в среднем 142,8 г/л, сульфатов до 0,7 г/л, гидрокарбонатов до 0,74 г/л, кальция – 7,5 г/л, магния – 2,7 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет – 67,7 г/л.

Таблица 1.8.2.15 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод месторождения Арыстановское

Место отбора		Дата отбора	р, г/см^3	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
					Ca	Mg	Na+K	Cl	SO_4	HCO_3	
скважина 423	I объект	15.01.2022	1,112	6,72	11623	2189	39445	87739	отс	390,0	141,5
скважина 229		11.10.2022	1,110	6,20	15030	2438	43574	98728	отс	3660,0	163,4
скважина 119		11.10.2022	1,080	6,50	5116	1638	41462	75976	отс	3020,0	127,2
скважина 64		09.10.2022	1,116	5,40	19439	2614	45276	н.д.	отс	2397,0	180,1
скважина 208		03.10.2022	1,121	5,90	20040	3040	46322	113936	отс	3050,0	186,4
скважина 121	II объект	09.10.2022	1,121	6,00	14228	2371	54480	114326	отс	2971,0	188,4
скважина 610		08.10.2022	1,102	6,50	10822	2128	39054	85505	отс	61,0	137,6
скважина 124	III объект	08.10.2022	1,117	6,30	16633	1885	51248	113865	отс	55,0	183,7
скважина 57	V объект	08.10.2022	1,117	6,30	12826	3101	45441	101742	отс	43,0	163,1
скважина 708	VI объект	08.10.2022	1,093	6,60	н.д.	н.д.	43787	96865	отс	49,0	154,7
Сточная вода РВС-4		20.11.2023	1,112	5,0	16032	2376	52371	116985	отс	122,0	188,2
		10.01.2024	1,1113	5,4	16032,0	1337,6	44675,2	101032,5	отс	0,0	163,223
		20.01.2024	1,1130	5,5	15030,0	2432,0	50071,0	110781,3	отс	0,0	178,436
		30.01.2024	1,1166	5,2	15030,0	2188,8	49956,0	109895,0	отс	0,0	177,191
		10.02.2024	1,1118	5,6	15600,0	2160,0	52064,1	114211,3	отс	115,9	184,151
		20.02.2024	1,1114	5,7	16032,0	3040,0	50646,0	115212,5	отс	122,0	185,053
		01.03.2024	1,1154	5,0	15030,0	2128,0	44918,8	101918,8	отс	122,0	164,094
		10.03.2024	1,1148	5,4	16800,0	1440,0	77474,5	153372,8	отс	122,0	249,209
		20.03.2024	1,1175	5,5	14529,0	3040,0	52371	115212,5	отс	122,0	185,274
		30.03.2024	1,1164	5,5	14028,0	3040,0	52373,3	114326,3	отс	128,1	183,895
		10.04.2024	1,1158	5,2	15900,0	1680,0	60074,2	125667,5	отс	122,0	203,443
		21.04.2024	1,1070	5,5	14028,0	3040,0	48346,0	108122,5	отс	122,0	173,658
		30.04.2024	1,1110	5,9	16032,0	3344,0	55821,0	124075,0	отс	122,0	199,394
		10.05.2024	1,1113	5,8	15600,0	2160,0	59802,6	126135,1	отс	122,0	203,819
		31.05.2024	1,1098	5,6	15200,0	2640,0	68519,8	140280,0	отс	122,0	226,761
		11.06.2024	1,1115	5,0	12525,0	3648,0	58121,0	122302,5		122,0	196718,5
		20.06.2024	1,1152	5,4	14500,0	1560,0	77471,6	149632,0		146,4	243310,0
		30.06.2024	1,1152	5,6	15800,0	1320,0	73421,2	144956,0		195,2	23592,4

Также в 2024 г. нефтяной лаборатории м/р «Арыстановское» проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с РВС-4 (таблица 1.8.2.16).

Таблица 1.8.2.16 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата поступления	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты, мг/л
РВС-4	10.01.2024	30,5	4,4
	20.01.2024	31,0	4,7
	30.01.2024	31,0	4,5
	10.02.2024	31,8	4,8
	20.02.2024	32,0	5,1
	01.03.2024	31,0	5,0
	10.03.2024	31,6	5,3
	20.03.2024	32,0	5,1
	30.03.2024	31,0	5,0
	10.04.2024	31,8	5,2
	21.04.2024	31,0	5,0
	30.04.2024	32,0	5,1
	10.05.2024	31,5	5,3
	31.05.2024	30,8	5,1
	11.06.2024	30,5	5,0
	20.06.2024	31,8	4,8
	30.06.2024	30,2	4,6

По результатам исследований содержание механических примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет 30 мг/л и 5 мг/л соответственно, что указывает на то, что подготовка воды соответствует установленным требованиям по содержанию нефтепродуктов, а по количеству закачиваемых мехпримесей превышает допустимое значение в 10 раз (таблица 1.8.2.18).

Проектные решения в системе ППД

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 1.8.2.17.

Таблица 1.8.2.17 – Технологические показатели работы системы ППД месторождения Арыстановское

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м^3/сут	Годовая закачка воды, тыс. м^3	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс. м^3	Дефицит воды для системы ППД, тыс. м^3	Излишек воды для утилизации, тыс. м^3
1	2	3	4	5	6	7
2025	15	41,9	206,7	205,6	1,1	-
2026	22	41,5	300,2	244,3	55,9	-
2027	27	41,4	367,6	285,3	82,3	-
2028	36	34,5	408,0	308,0	100,0	-
2029	39	33,5	429,1	334,9	94,2	-
2030	40	31,7	417,0	335,7	81,3	-
2031	40	31,6	415,1	342,0	73,1	-
2032	42	29,1	401,5	344,1	57,4	-
2033	41	29,7	399,5	353,5	46,0	-
2034	47	25,1	387,6	351,6	36,0	-
2035	49	23,4	376,6	360,2	16,4	-
2036	49	22,7	365,1	354,5	10,6	-
2037	50	21,2	349,0	349,4	-	0,4

2038	50	20,2	332,1	342,3	-	10,2
2039	50	18,9	309,9	331,8	-	21,9
2040	50	18,4	302,6	328,9	-	26,3
2041	48	18,2	287,3	321,9	-	34,6
2042	48	17,7	279,8	317,3	-	37,5
2043	47	17,2	265,5	317,2	-	51,7
2044	47	16,4	253,8	313,5	-	59,7
2045	45	16,3	240,3	305,5	-	65,2
2046	45	15,3	225,8	298,7	-	72,9
2047	43	14,8	209,3	286,3	-	77,0
2048	43	13,8	194,3	274,9	-	80,6
2049	40	13,7	180,5	265,6	-	84,9
2050	40	12,8	167,7	256,9	-	89,2
2051	38	12,5	156,1	249,4	-	93,3
2052	38	11,7	145,6	243,1	-	97,5
2053	30	11,5	113,6	216,9	-	103,3
2054	30	10,8	106,9	215,1	-	108,2
2055	30	10,2	100,7	158,4	-	57,7
2056	30	9,7	95,2	153,1	-	57,9
2057	30	9,1	90,1	148,3	-	58,2

Как видно из таблицы 1.8.2.17 до 2037 г. объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Арыстановское будет недостаточно. Недостающие объёмы будут покрываться водой водозабора.

В 2023 году лабораторией АО «НИПИнефтегаз» проводились исследования на совместимость альбсеноманской и пластовой вод. По итогам исследований сделан вывод о том, что воды совместимы друг с другом в любых процентных соотношениях.

В настоящее время фонд водозаборных скважин составляет 3 единицы №№ 19, 110, 119. Скважины пробурены на альб-сеноманский горизонт. По состоянию на 01.07.2024 г. скважины находятся в консервации.

Начиная с 2037 г. возникает необходимость утилизации излишков добываемой воды, в связи с чем необходимо предусмотреть ввод поглощающих скважин.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Арыстановское должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 1.8.2.18.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

Таблица 1.8.2.18 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Стабильность	стабильна						
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%						
Количество мехпримесей, мг/л	до 3	до 3	до 3	до 3	до 3	до 3	до 3
Содержание нефтепродуктов, мг/л	до 5	до 5	до 5	до 5	до 5	до 5	до 5

Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л
Содержание сероводорода	отсутствие
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие

1.8.2.5 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть территории не имеет постоянных водотоков. Источники питьевой воды отсутствуют.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок 1.1.3.1). Объекты месторождения Арыстановское расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

Распространение подземных вод на данной территории определяется общим геологическим строением и его геоморфологическими и климатическими условиями. Мощные осадочные образования содержат ряд водоносных горизонтов, различных по условиям залегания и гидрохимическому режиму.

На описываемой территории распространены подземные воды как со свободной поверхностью яруса.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая растояние от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;

- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;
- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод
- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин 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.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации скважин месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате проникновения в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод, утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды,

просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории Площадки ГСП будут предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и специальные емкости, из которых стоки спецавтотранспортом будут вывозиться на утилизацию специализированным лицензированным предприятиям. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

В связи с тем, что для реализации проектных решений предлагается бурение новых эксплуатационных скважин, поэтому в рабочем проекте на строительство скважин должны быть приняты технические решения, которые гарантируют безопасное проведение всех необходимых операций и исключают возможность проникновения по затрубному пространству скважины флюидов и загрязнения вышележащих горизонтов.

Все скважины оборудуются специальными устройствами и цементируются до устья, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях выработок. Тип бурового раствора и его параметры по интервалам бурения должны быть подобраны, исходя из горно-геологических условий бурения с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе по замкнутому циклу. Площадка под агрегатно-вышечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см.), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специально- обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения разлива площадка под агрегатно-вышечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом, уклоном в сторону специальной емкости. Перед проведением работ по испытанию скважин на продуктивность, устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей

операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Арыстановское при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении Арыстановское, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Арыстановское будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Сравнительный анализ баланса водопотребления и водоотведения по вариантам разработки представлен в таблице 1.8.2.19.

Количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды в процессе обустройства скважины, добычи и транспортировки продукции скважины будут определены на дальнейшей стадии проектирования.

Таблица 1.8.2.19 - Ориентировочное количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант		II рекомендуемый вариант	
	$м^3$/цикл		$м^3$/цикл	
Строительство скважин, м3	9-и скважин		30-и скважин	
	Водопотребление	Водоотведение	Водопотребление	Водоотведение
	7741,08	7680,42	25803,6	25601,4

Анализ таблицы 1.8.2.19 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большим количеством потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды, чем I вариант, но является экономически рентабельным;

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на поверхностные и подземные воды не ожидается

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на водные ресурсы при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь

воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;

- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на водные ресурсы присваивается ***среднее*** (9-27). 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.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Арыстановское существенные воздействия на поверхностные и подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные и поверхностные воды

В период разработки месторождения Арыстановское водопотребление персонала для питьевых нужд - привозная вода питьевого качества доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а также бутилированная питьевая вода доставляется на договорной основе, а также для технических нужд – волжская вода, поставляемая по договору с ТОО «Магистральный Водовод» по отпуску технической воды с водовода «Астрахань-Мангышлак» Ду 1000 на 774 км.

Питание и проживание персонала осуществляется в вахтовом поселке.

В процессе проведения работ и жизнедеятельности персонала образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды на территории объектов УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС из септика откачиваются и вывозятся на утилизацию специализированной компании на договорной основе. Сточные воды от лабораторий на площадках УПН, ПСН отводятся в дренажные емкости, с последующим вывозом спецавтотранспортом для очистки на договорной основе со специализированной организацией. Производственные сточные воды, образующиеся на УПН при обустройстве скважин после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), а также производственные и дождевые сточные воды после промывки оборудования, гидроуборки технологических площадок с ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС и объектов нефтепровода будут подаваться

на установку очистки производственно-дождевых сточных вод с последующей закачкой в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину, для компенсации отобранной газонефтяной жидкости. Закачка в пласт на месторождении осуществляется на основании «Технологического регламента по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

Хозяйственно-бытовые сточные воды самотечной сетью канализации от вахтового посёлка ТОО «КЕН-САРЫ» отводятся в приемный резервуар КНС и откачиваются на комплекс биологической очистки БЛОС-50 производительностью 50м^3/сут. Далее очищенные сточные воды самотеком отводятся на поля испарения.

Для полива зеленых насаждений используется очищенная вода из полей испарения.

Таким образом, воздействие хозяйственно-бытовых сточных вод можно охарактеризовать как местное, средней продолжительности и незначительное.

Рекомендуется организация производственного мониторинга воздействия на подземные воды согласно «Программе производственного экологического контроля».

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли. Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам.

В целях определения влияния производственной деятельности компании на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод на месторождении, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети.

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах разработки месторождения рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины и колодцы от производственных объектов компании.

Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить ее пригодность для решения задач охраны подземных вод.

Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин и колодцев. Периодичность контроля 2 раза в год.

Мониторинг должен осуществляться с привлечением аккредитованных лабораторий. Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих

изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В последующем, при осуществлении производственной деятельности на территории месторождения для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтегазовых месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^-, Cl^-, SO_4^{2-}, Na^+K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+});
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта. В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в

подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов месторождения Арыстановское».

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

Мониторинг поверхностных вод заключается в изучении состояния водных объектов (включая временные), расположенных в непосредственной близости от технологических площадок.

В целях определения влияния производственной деятельности на месторождении Арыстановское на поверхностные воды, рекомендуется организовать точки контроля над состоянием поверхностных водотоков с определением следующих параметров воздействия на водный бассейн:

- запах, цвет, взвешенные вещества;
- нефтепродукты;
- сухой остаток;
- сульфиты (сульфаты);
- хлориды;
- тяжелые металлы (Pb, Zn, Cd, Cu, Fe);
- азот нитритный, нитратный и аммонийный.

Отбор проб поверхностных вод рекомендуется производить 1 раз в квартал.

Лабораторные исследования речной воды должны выполняться в полном соответствии с методиками, принятыми в Республике Казахстан.

По результатам анализов производится нормирование качества поверхностных (речных) вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

1.8.3. Оценка воздействия на недра

Недропользователем месторождения Арыстановское является ТОО «Кен-Сары» на основании Контракта на добычу углеводородного сырья Государственным регистрационным номером №4014-УВС от 29.04.2014 г. Срок действия контракта до 29 апреля 2038 года.

Поисково-разведочное бурение на площади Арыстановское проводились с декабря 1965 г. Первый промышленный приток нефти дебитом 33 $м^3$/сут на 9 мм штуцере получен в июле 1968 года из среднеюрских отложений при опробовании интервала 2720-2729 м в скважине 2.

За период с 1965 по 1974 г. на площади Арыстановское пробурены 17 разведочных скважин, которыми выявлены четыре залежи нефти в отложениях средней и нижней юры – в VI, VII, X и XI горизонтах.

В 1974 году произведен подсчет запасов по указанным горизонтам по категориям C_1+C_2 в объеме 6039 тыс.т геологических, 1812 тыс.т извлекаемых, в том числе по категории C_1 – 2630 тыс.т геологических, 789 тыс.т извлекаемых. Запасы не были учтены в государственном балансе, в связи с постановлением Казахстанского производственного геологического управления (протокол №93 от 28.10.1974г.) о нерентабельности самостоятельной разработки, консервации геологоразведочных работ и необходимости продолжения разведки.

В 2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» заключен Контракт №1729 от 29.04.2005г. на проведение работ по разведке углеводородного сырья сроком до 29.04.2010г. В 2010 г. заключено Дополнение № 5 (регистр. № 3566 от 26.04.2010 г.) к Контракту № 1729 от 29.04.2005 г. между «Компетентным органом» и ТОО «Кен-Сары» в связи с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2012г.). В 2012 г. «Компетентный орган» принял решение повторно продлить срок действия Контракта № 1729 от 29.04.2005 г. до апреля 2014 года (письмо МНГ РК № 07-04-14470 от 02.12.2011 г., протокол экспертной комиссии № 12 от 25.11.2011 г.) и на основании которого заключено Дополнение № 6 (регистр. № 3801 от 27.04.2012 г.) с продлением срока разведки на 2 года (до 29.04.2014 г.).

В 2005 году с приходом нового недропользователя в лице ТОО «Кен-Сары» геологоразведочные работы на площади Арыстановское возобновились.

В 2006 году на месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д и выполнена обработка и переинтерпретация полученного материала.

В 2006 году ТОО НЭКФ «OPTIMUM» на основе результатов работ составлен проект разведки. Согласно проекту в 2007-2008 гг. пробурены шесть поисковых скважин (№№51, 52, 53, 54, 55, 56) и расконсервированы и опробованы четыре скважины (№№14, 17, 19, 50), пробуренные в 1971 – 1993 годах.

В 2008 году в основу составления оперативного подсчета запасов нефти и газа (протокол ГКЗ № 725-08-П от 15.08.08 г, ТОО НЭКФ «OPTIMUM») легли проведенные дополнительные геологоразведочные работы на площади Арыстановское. Оценка запасов по юрским горизонтам (III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI) произведена по состоянию изученности на 01.04.2008 г. Запасы нефти оцененные по категории C_1 составили геологические – 22177 тыс.т и извлекаемые – 7580 тыс.т.

В том же году составлен и утвержден «Проект пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол ЦКР РК № 53 от 30.10.2008 г.), согласно которого в период с 01.12.2008 по 01.10.2010 гг. на месторождении пробурены 7 опережающих эксплуатационных скважин (№ 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107).

По состоянию на 01.01.2010 г выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», в рамках которого уточнены технологические показатели разработки на 2010-2011 гг.

В 2010 году составлено «Дополнение № 1 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское» (протокол № 131 от 20.04.2011 г.), в рамках данного дополнения запроектировано бурение 6 опережающих эксплуатационных скважин.

На месторождении в 2010-2011 гг. наряду с эксплуатационным велось и разведочное бурение, с целью уточнения границы распространения юрских коллекторов, и оконтуривания выявленных залежей. В результате бурения уточнилось геологическое строение пластовых резервуаров, отобран керн из продуктивных горизонтов, получены глубинные и поверхностные пробы, а также по всем скважинам проведены гидродинамические исследования.

В 2011 году по итогам бурения и переинтерпретации материалов сейсмики 3Д ТОО «Научно-производственный центр» выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья месторождения Арыстановское» по состоянию на 21.09.2011 г. (ГКЗ РК протокол № 1144-11-П от 20.12.2011 г.).

На утвержденные запасы выполнено «Дополнение № 2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское», по состоянию на 01.12.2011 г. (протокол № 382 от 19.04.2012 г.) период разведки продлен до 29.04.2014 г.

На 01.01.2013 г. составлен и утвержден «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Арыстановское».

По состоянию на 01.06.2013 г. составлен «Подсчет начальных запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское» (ГКЗ РК протокол № 1333-13-У) и состоянию на 01.07.2013 г составлена Технологическая схема разработки и утверждена Комитетом геологии и недропользования МИиНТ РК 25.02.2014 г. протокол № 17-04-273-И.

В 2015 году выполнен «Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.10.2015 г. с уточнением проектных показателей разработки месторождения на 2015-2016 гг. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5/1485-КГН от13.04.2016 г.).

В 2017 году выполнен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.06.2017 г., в котором были

уточнены проектные технологические показатели, но при рассмотрении на ЦКРР РК технологические показатели разработки 2018 года были ограничены на уровне показателей 2017 года. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК № 27-5-2263-и от 28.11.2017 г.).

В 2018 году «Анализ разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.05.2018 г., в котором были пересчитаны технологические показатели на весь срок эксплуатации, согласно протоколу ЦКРиР РК № 3/16 от 26.10.2018 г. показатели были утверждены на 3 года 2018-2020 гг.

В 2020 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Арыстановское Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2019 г. (Протокол № 2208-20-У от 14.09.2020 г.). В 2020 г. на основе Пересчета запасов выполнен «Проект разработки месторождения Арыстановское» по состоянию на 01.07.2020 г. утвержденный Центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства энергетики РК (Протокол № 11/12 от 18.02.2021 г.). К реализации принят 3 вариант, обеспечивающий самые высокие извлекаемые запасы нефти на одну скважину и наилучшие экономические показатели, с утверждением технологических показателей разработки с 1 января 2021 года по 31 декабря 2025 года.

В период 2021-2024 гг. на месторождении согласно «Единым правилам …» ежегодно проводились авторские надзоры за реализацией Проекта разработки.

В 2025 году ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа горизонта Ю-VII месторождения Арыстановское по состоянию изученности на 01.10.2024 г.

Настоящий «Дополнение №1 к Проекту разработки месторождения Арыстановское» подготовлен по состоянию на 01.01.2025 г. на основе выше приведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбора и анализа кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Запасы нефти и растворенного газа

В 2020 году по состоянию на 01.09.2019 г. по месторождению Арыстановское утвержден пересчет запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК № 2208-20-У от 14.09.2020 г.). В 2025 году по состоянию на 01.10.2025 г. по месторождению Арыстановское утвержден

пересчет запасов нефти и растворенного газа горизонта Ю-VII

Всего по месторождению геологические/извлекаемые запасы нефти составили 59629/11481тыс.т, из них на категорию В приходится 10999/2692 тыс.т. или 18,4%, на категорию C_1 – 34506/7121тыс.т. или 57,9%, на категорию C_2 – 14124/1668 тыс.т или 23,7%.

Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категориям В+C_1 составили 5050,9/1106,5 млн.м^3, по категории C_2 – 1431,2/181,3 млн.м^3.

Основные запасы промышленной категории В+C_1 сосредоточены в залежах Ю-XI, Ю-X, Ю-IX и Ю-VIII, которые интенсивно разрабатываются и составили 75,1% (44790 тыс,т) от всех подсчитанных по этой категории.

Запасы, оцененные по категории C_2 сосредоточены, в основном, в Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, которые составили 21,4% (12750 тыс,т) за счет выявления новых участков залежей или участков не охваченных опробованием.

В таблице 1.8.3.1 представлены начальные и остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа.

В целом по месторождению с учетом накопленной добычи нефти на 01.01.2025 г. равной 3523,5 тыс. т и растворенного газа 478,9 млн. м^3, остаточные извлекаемые запасы нефти равны 41981,5 тыс. т и растворенного газа 627,6 млн. м^3.

Таблица 1.8.3.1 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Горзонт	Блок	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Ср. взвеш. нефтенасыш. толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м^3	Коэффициент пористости, д.ед	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3	Персчетный коэффициент, д.ед	Геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти, тыс.т на 01.01.2025г	Остаточные запасы нефти, тыс.т		Газо содержание, м^3/т	Начал.запасы растворенного газа, млн.м^3		Добыча раств. газа, млн.м^3	Остаточные запасы раствор. газа, млн.м^3	
															геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Ю-III А	VI	C_1	Н	468	3,0	1398	0,18	0,56	0,857	0,831	100	0,160	16				38,7	3,9	0,6			
			НВ	208	1,4	289	0,18	0,56	0,857	0,831	21	0,145	3				38,7	0,8	0,1			
			всего	**676**	**2,5**	**1687**					**121**	**0,157**	**19**	**0,03**	**120,97**	**18,97**		**4,7**	**0,7**	**0,001**	**4,699**	**0,7**
Ю-III Б	VI	C_1	Н	457	4,5	2077	0,16	0,51	0,857	0,831	121	0,168	20				38,7	4,7	0,8			
			НВ	577	2,8	1634	0,16	0,51	0,857	0,831	95	0,139	13				38,7	3,7	0,58			
			всего	1034	3,6	3711					216	0,153	33					8,4	1,3			
Ю-III В	V	C_2	Н	495	2,1	1015	0,17	0,57	0,857	0,831	70	0,126	9				38,7	2,7	0,3			
			НВ	208	1,3	263	0,17	0,57	0,857	0,831	18	0,097	2				38,7	0,7	0,1			
			всего	**703**	**1,8**	**1278**					**88**	**0,125**	**11**					**3,4**	**0,4**			
	VI	C_1	Н	155	2,4	378	0,16	0,63	0,857	0,831	27	0,168	5				38,7	1,0	0,2			
			НВ	352	1,6	553	0,16	0,63	0,857	0,831	40	0,129	5				38,7	1,5	0,2			
			всего	**507**	**1,8**	**931**					**67**	**0,149**	**10**					**2,5**	**0,4**			
	всего	C_1		**507**	**1,8**	**931**					**67**	**0,149**	**10**					**2,5**	**0,4**			
		C_2		**703**	**1,8**	**1278**					**88**	**0,125**	**11**					**3,4**	**0,4**			
Ю-III Г	VI	C_2	Н	194	3,9	756	0,16	0,50	0,857	0,831	43	0,126	5				38,7	1,7	0,2			
			НВ	359	2,1	737	0,16	0,50	0,857	0,831	42	0,097	4				38,7	1,6	0,2			
			всего	**553**	**2,7**	**1493**					**85**	**0,106**	**9**					**3,3**	**0,4**			
В целом по Ю-III гор-ту		C_1		**2217**	**2,9**	**6329**					**404**	**0,153**	**62**	**0,031**	**403,97**	**61,97**		**15,6**	**2,4**	**0,001**	**15,599**	**2,399**
		C_2		**1256**	**2,2**	**2771**					**173**	**0,116**	**20**					**6,7**	**0,8**			
Ю-IV А	VI	C_1	Н	595	2,9	1700	0,15	0,55	0,834	0,814	95	0,225	21				53,1	5,0	1,1			
			НВ	305	1,5	462	0,15	0,55	0,834	0,814	26	0,189	5				53,1	1,4	0,3			
			всего	**900**	**2,4**	**2162**					**121**	**0,215**	**26**					**6,4**	**1,4**			
Ю-IV Б	VI	C_1	Н	327	1,5	478	0,12	0,60	0,834	0,814	23	0,198	5				53,1	1,2	0,3			
			НВ	181	1,1	204	0,12	0,60	0,834	0,814	10	0,149	1				53,1	0,5	0,1			
			всего	**508**	**1,3**	**682**					**33**	**0,182**	**6**					**1,7**	**0,4**			
Ю-IV В	IV	C_2	Н	439	1,8	805	0,15	0,53	0,834	0,814	43	0,121	5				53,1	2,3	0,3			
			НВ	304	1,3	386	0,15	0,53	0,834	0,814	21	0,099	2				53,1	1,1	0,1			
			всего	**743**	**1,6**	**1191**					**64**	**0,109**	**7**					**3,4**	**0,4**			
	VI	C_1	Н	507	1,8	929	0,16	0,52	0,834	0,814	52	0,161	8				53,1	2,8	0,4			
			НВ	246	1,7	429	0,16	0,52	0,834	0,814	24	0,132	3				53,1	1,3	0,2			
			всего	**753**	**1,8**	**1358**					**76**	**0,145**	**11**					**4,1**	**0,6**			
	всего	C_1		**753**	**1,8**	**1358**					**76**	**0,145**	**11**					**4,1**	**0,6**			
		C_2		**743**	**1,6**	**1191**					**64**	**0,109**	**7**					**3,4**	**0,4**			
Ю-IV Г	IV	C_2	Н	322	3,0	967	0,15	0,52	0,834	0,814	51	0,145	7				53,1	2,7	0,4			
			НВ	263	2,1	555	0,15	0,52	0,834	0,814	29	0,107	3				53,1	1,5	0,2			
			всего	585	2,6	1522					80	0,125	10					4,2	0,6			
	VI	C_1	Н	781	1,9	1460	0,14	0,53	0,834	0,814	74	0,193	14				53,1	3,9	0,7			
			НВ	105	1,4	142	0,14	0,53	0,834	0,814	7	0,143	1				53,1	0,4	0,1			
			всего	**886**	**1,8**	**1602**					**81**	**0,185**	**15**					**4,3**	**0,8**			
	всего	C_1		**886**	**1,8**	**1602**					**81**	**0,185**	**15**					**4,3**	**0,8**			
		C_2		**585**	**2,6**	**1522**					**80**	**0,125**	**10**					**4,2**	**0,6**			
В целом по Ю-IV гор-ту		C_1		**3047**	**1.9**	**5804**					**311**	**0.186**	**58**	**-**	**-**	**-**		**16.5**	**3.2**			
		C_2		**1328**	**2.0**	**2713**					**144**	**0.118**	**17**					**7.6**	**1.0**			
Ю-V	V	C_2	НВ	1413	2,0	2788	0,15	0,50	0,826	0,859	148	0,106	16				56,5	8,4	0,9			
			всего	**1413**	**2,0**	**2788**					**148**	**0,106**	**16**					**8,4**	**0,9**			
	VI	В	Н	101	11,2	1127	0,15	0,56	0,826	0,859	67	0,258	17				56,5	3,8	1,0			
			НВ	65	11,2	731	0,15	0,56	0,826	0,859	44	0,211	9				56,5	2,5	0,5			
			всего	**166**	**11,2**	**1858**					**111**	**0,234**	**26**					**6,3**	**1,5**			
		C_1	Н	1592	8,5	13458	0,15	0,56	0,826	0,859	802	0,258	207				56,5	45,3	11,7			
			НВ	308	7,7	2368	0,15	0,56	0,826	0,859	141	0,211	30				56,5	8,0	1,7			
			всего	**1900**	**8,3**	**15826**					**943**	**0,251**	**237**					**53,3**	**13,4**			

		C_2	НВ	576	2,6	1524	0,15	0,56	0,826	0,859	91	0,158	14				56,5	5,1	0,8			
			всего	**576**	**2,6**	**1524**					**91**	**0,158**	**14**					**5,1**	**0,8**			
	Всего	**В+C_1**		**2066**	**8,6**	**17684**					**1054**	**0,250**	**263**					**59,6**	**14,9**			
		C_2		**576**	**2,6**	**1524**					**91**	**0,154**	**14**					**5,1**	**0,8**			
	VII	**В**	Н	105	15,9	1669	0,16	0,63	0,826	0,859	119	0,288	34				56,5	6,7	1,9			
			НВ	69	19,1	1315	0,16	0,63	0,826	0,859	94	0,236	22				56,5	5,3	1,2			
			всего	**174**	**17,1**	**2984**					**213**	**0,263**	**56**					**12,0**	**3,1**			
		C_1	Н	328	8,8	2881	0,16	0,63	0,826	0,859	206	0,288	59				56,5	11,6	3,3			
			НВ	278	14,1	3921	0,16	0,63	0,826	0,859	280	0,236	66				56,5	15,8	3,7			
			всего	**606**	**11,2**	**6802**					**486**	**0,257**	**125**					**27,4**	**7,0**			
		C_2	Н	103	1,7	177	0,16	0,63	0,826	0,859	13	0,216	3				56,5	0,7	0,2			
			НВ	110	3,1	336	0,16	0,63	0,826	0,859	24	0,177	4				56,5	1,4	0,2			
			всего	**213**	**2,4**	**513**					**37**	**0,189**	**7**					**2,1**	**0,4**			
	Всего	**В+C_1**		**780**	**12,5**	**9786**					**699**	**0,259**	**181**					**39,4**	**10,1**			
		C_2		**213**	**2,4**	**513**					**37**	**0,189**	**7**					**2,1**	**0,4**			
	VIII	**C_1**	Н	1049	6,4	6761	0,16	0,55	0,826	0,859	422	0,218	92				56,5	23,8	5,2			
			НВ	338	3,6	1200	0,16	0,55	0,826	0,859	75	0,208	16				56,5	4,2	0,9			
			всего	**1387**	**5,7**	**7961**					**497**	**0,217**	**108**					**28**	**6,1**			
		C_2	Н	254	6,0	1526	0,16	0,55	0,826	0,859	95	0,167	16				56,5	5,4	0,9			
			НВ	721	4,2	2993	0,16	0,55	0,826	0,859	187	0,156	29				56,5	10,6	1,6			
			всего	**975**	**4,6**	**4519**					**282**	**0,160**	**45**					**16,0**	**2,5**			
	Всего	**C_1**		**1387**	**5,7**	**7961**					**497**	**0,217**	**108**					**28**	**6,1**			
		C_2		**975**	**4,6**	**4519**					**282**	**0,160**	**45**					**16,0**	**2,5**			
	IX+X	**В**	НВ	179	6,5	1172	0,17	0,58	0,826	0,859	82	0,190	16				56,5	4,6	0,9			
			всего	**179**	**6,5**	**1172**					**82**	**0,190**	**16**					**4,6**	**0,9**			
		C_1	НВ	1381	2,2	3087	0,17	0,58	0,826	0,859	216	0,190	41				56,5	12,2	2,3			
			всего	**1381**	**2,2**	**3087**					**216**	**0,190**	**41**					**12,2**	**2,3**			
	Всего	**В+C_1**		**1560**	**2,7**	**4259**					**298**	**0,191**	**57**					**16,8**	**3,2**			
В целом по Ю-V гор-ту		**В**		**519**	**11,6**	**6014**					**406**	**0,241**	**98**					**22,9**	**5,5**			
		C_1		**5274**	**6,4**	**33676**					**2142**	**0,239**	**511**					**120,9**	**28,8**			
		В+C_1		**5793**	**6,9**	**39690**					**2548**	**0,239**	**609**	**277,6**	**2270,4**	**331,4**		**143,8**	**34,3**	**25,4**	**118,4**	**8,9**
		C_2		**3177**	**2,9**	**9344**					**558**	**0,147**	**82**					**31,6**	**4,6**			
Ю-VI А	**IV**	**C_1**	Н	179	3,2	578	0,15	0,65	0,822	0,738	34	0,190	6				84,7	2,9	0,5			
			НВ	878	2,6	2289	0,15	0,65	0,822	0,738	135	0,153	21				84,7	11,4	1,8			
			всего	**1057**	**2,7**	**2867**					**169**	**0,160**	**27**					**14,3**	**2,3**			
	V	**C_1**	Н	682	3,0	2045	0,17	0,62	0,822	0,738	131	0,202	26				84,7	11,1	2,2			
			НВ	271	2,0	555	0,17	0,62	0,822	0,738	35	0,176	6				84,7	3,0	0,5			
			всего	**953**	**2,7**	**2600**					**166**	**0,193**	**32**					**14,1**	**2,7**			
	VI	**C_1**	Н	1427	2	2882	0,15	0,56	0,822	0,738	147	0,168	25				84,7	12,5	2,1			
			НВ	211	1,0	211	0,15	0,56	0,822	0,738	11	0,164	2				84,7	0,9	0,2			
			всего	**1638**	**1,9**	**3093**					**158**	**0,171**	**27**					**13,4**	**2,3**			
VI А	**VI**	**C_2**	Н	31	1,4	43	0,16	0,51	0,822	0,738	2	0,126	0				84,7	0,2	0,0			
			НВ	221	1,4	309	0,16	0,51	0,822	0,738	15	0,123	2				84,7	1,3	0,2			
			всего	**252**	**1,4**	**352**					**17**	**0,118**	**2**					**1,5**	**0,2**			
	VIII	**C_1**	Н	136	3,6	487	0,16	0,51	0,822	0,738	24	0,206	5				84,7	2,0	0,4			
			НВ	827	3,1	2573	0,16	0,51	0,822	0,738	127	0,187	24				84,7	10,8	2,0			
			всего	**963**	**3,2**	**3060**					**151**	**0,192**	**29**					**12,8**	**2,4**			
		C_2	Н	389	3,7	1428	0,16	0,51	0,822	0,738	71	0,155	11				84,7	6,0	0,9			
			НВ	24	5,6	134	0,16	0,51	0,822	0,738	7	0,091	1				84,7	0,6	0,1			
			всего	**413**	**3,8**	**1562**					**78**	**0,154**	**12**					**6,6**	**1,0**			
	Всего	**C_1**		**963**	**3,2**	**3060**					**151**	**0,192**	**29**					**12,8**	**2,4**			
		C_2		**413**	**3,8**	**1562**					**78**	**0,154**	**12**					**6,6**	**1,0**			
Итого по Ю-VI А		**C_1**		**4611**	**2,5**	**11620**					**644**	**0,179**	**115**					**54,6**	**9,7**			
		C_2		**665**	**2,9**	**1914**					**95**	**0,147**	**14**					**8,1**	**1,2**			
Ю-VI Б	**IV**	**C_2**	Н	746	1,6	1202	0,16	0,57	0,822	0,738	67	0,097	6				84,7	5,7	0,5			
			НВ	684	1,2	850	0,16	0,57	0,822	0,738	47	0,074	3				84,7	4,0	0,3			
			всего	**1430**	**1,4**	**2052**					**114**	**0,079**	**9**					**9,7**	**0,8**			
	V	**C_1**	Н	1063	3,4	3649	0,15	0,54	0,822	0,738	179	0,194	35				84,7	15,2	3,0			
			НВ	662	2,4	1558	0,15	0,54	0,822	0,738	77	0,148	11				84,7	6,5	0,9			

			всего	**1725**	**3,0**	**5207**					**256**	**0,180**	**46**					**21,7**	**3,9**			
	VI	В	Н	452	7,9	3593	0,14	0,59	0,822	0,738	180	0,178	32				84,7	15,2	2,7			
			НВ	43	6,9	298	0,14	0,59	0,822	0,738	15	0,142	2				84,7	1,3	0,2			
			всего	**495**	**7,9**	**3891**					**195**	**0,74**	**34**					**16,5**	**2,9**			
		C_1	Н	1301	5,1	6656	0,14	0,59	0,822	0,738	334	0,178	59				84,7	28,3	5,0			
			НВ	545	2,9	1594	0,14	0,59	0,822	0,738	80	0,142	11				84,7	6,8	0,9			
			всего	**1846**	**4,5**	**8250**					**414**	**0,169**	**70**					**35,1**	**5,9**			
	Всего	**В+C_1**		**2341**	**5,2**	**12414**					**609**	**0,171**	**104**					**51,6**	**8,8**			
	VII	C_2	Н	657	3,9	2572	0,13	0,46	0,822	0,738	93	0,089	8				84,7	7,9	0,7			
			НВ	301	3,5	1067	0,13	0,46	0,822	0,738	39	0,071	3				84,7	3,3	0,3			
			всего	**958**	**3,8**	**3639**					**132**	**0,083**	**11**					**11,2**	**1,0**			
Итого по ЮО-VI Б		**В**		**495**	**7,9**	**3891**					**195**	**0,174**	**34**					**16,5**	**2,9**			
		C_1		**3571**	**3,8**	**13457**					**670**	**0,173**	**116**					**56,8**	**9,8**			
		В+C_1		**4066**	**4,3**	**17348**					**865**	**0,173**	**150**					**73,3**	**12,7**			
		C_2		**2388**	**2,4**	**5691**					**246**	**0,081**	**20**					**20,9**	**1,8**			
ЮО-VI В	IV	C_2	Н	51	2,3	117	0,12	0,52	0,822	0,738	4	0,084	0				84,7	0,3	0,0			
			НВ	145	1,3	182	0,12	0,52	0,822	0,738	7	0,071	0				84,7	0,6	0,0			
			всего	**196**	**1,5**	**299**					**11**	**0,071**	**0**					**0,9**	**0,0**			
	V	В	Н	184	4,5	827	0,13	0,56	0,822	0,738	37	0,168	6				84,7	3,1	0,5			
			всего	**184**	**4,5**	**827**					**37**	**0,168**	**6**					**3,1**	**0,5**			
		C_1	Н	780	6,7	5260	0,13	0,56	0,822	0,738	232	0,168	39				84,7	19,7	3,3			
			НВ	802	3,3	2631	0,13	0,56	0,822	0,738	116	0,141	16				84,7	9,8	1,4			
			всего	**1582**	**5,0**	**7891**					**348**	**0,158**	**55**					**29,5**	**4,7**			
	Всего	**В+C_1**		**1766**	**4,9**	**8718**					**385**	**0,158**	**61**					**32,6**	**5,2**			
	VI	C_2	Н	1162	2,4	2807	0,14	0,55	0,822	0,738	131	0,126	17				84,7	11,1	1,4			
			НВ	273	1,3	346	0,14	0,55	0,822	0,738	16	0,106	2				84,7	1,4	0,2			
			всего	**1435**	**2,2**	**3153**					**147**	**0,129**	**19**					**12,5**	**1,6**			
Итого по ЮО-VI В		**В**		**184**	**4,5**	**827**					**37**	**0,162**	**6**					**3,1**	**0,5**			
		C_1		**1582**	**5,0**	**7891**					**348**	**0,158**	**55**					**29,5**	**4,7**			
		В+C_1		**1766**	**4,9**	**8718**					**385**	**0,158**	**61**					**32,6**	**5,2**			
		C_2		**1631**	**2,1**	**3452**					**158**	**0,120**	**19**					**13,4**	**1,6**			
Итого по ЮО-VI горизонту		**В**		**679**	**6,9**	**4718**					**232**	**0,172**	**40**					**19,6**	**3,4**			
		C_1		**9764**	**3,4**	**32968**					**1662**	**0,172**	**286**					**140,9**	**24,2**			
		В+C_1		**10443**	**3,6**	**37686**					**1894**	**0,172**	**326**	**50,9**	**1843,1**	**275,1**		**160,5**	**27,6**	**5,6**	**154,9**	**22**
		C_2		**4684**	**2,4**	**11057**					**499**	**0,106**	**53**					**42,4**	**4,6**			
ЮО-VII А	IVa	C_2	Н	116	4,1	476	0,17	0,70	0,817	0,777	36	0,220	8				87,3	3,1	0,7			
			НВ	183	2,2	403	0,17	0,70	0,817	0,777	30	0,196	6				87,3	2,6	0,5			
			299	**1180**	**2,9**	**879**					**66**	**0,212**	**14**					**5,7**	**1,6**			
	V	C_1	Н	1204	6,5	7826	0,15	0,59	0,817	0,777	440	0,293	129				87,3	38,4	11,3			
			НВ	410	4,4	1804	0,15	0,59	0,817	0,777	101	0,261	26				87,3	8,8	2,3			
			всего	**1614**	**6**	**9630**					**541**	**0,287**	**155**					**47,2**	**13,6**			
	VI	В	Н	560	15	8400	0,16	0,60	0,817	0,777	**512**	**0,303**	**155**				**87,3**	**44,7**	**13,5**			
		C_1	Н	600	8,3	4980	0,16	0,60	0,817	0,777	303	0,303	92				87,3	26,5	8,0			
			НВ	427	5,7	2434	0,16	0,60	0,817	0,777	148	0,191	28				87,3	12,9	2,4			
			всего	**1027**	**7,2**	**7414**					**451**	**0,266**	**120**					**39,4**	**10,4**			
	VI	C_2	Н	555	4	2220	0,16	0,60	0,817	0,777	135	0,227	31				87,3	11,8	2,7			
			НВ	440	1,4	616	0,16	0,60	0,817	0,777	38	0,143	5				87,3	3,3	0,4			
			всего	**995**	**2,9**	**2836**					**173**	**0,208**	**36**					**15,1**	**3,1**			
	Всего по VI	**В**		**560**	**15**	**8400**					**512**	**0,303**	**155**				**87,3**	**44,7**	**13,5**			
		C_1		**1027**	**7,2**	**7414**					**451**	**0,266**	**120**					**39,4**	**10,4**			
		C_2		**995**	**2,9**	**2836**					**173**	**0,208**	**36**					**15,1**	**3,1**			
	VII	C_2	Н	63	1,5	95	0,13	0,50	0,817	0,777	4	0,214	1				87,3	0,3	0,1			
			НВ	425	1,2	510	0,13	0,50	0,817	0,777	21	0,202	4				87,3	1,8	0,3			
			всего	**488**	**1,2**	**605**					**25**	**0,200**	**5**					**2,1**	**0,4**			
	VIII	В	Н	160	7,3	1168	0,16	0,56	0,817	0,777	66	0,285	19				87,3	5,8	1,7			
			НВ	333	10,3	3430	0,16	0,56	0,817	0,777	195	0,269	52				87,3	17,0	4,5			
			всего	**493**	**9,3**	**4598**					**261**	**0,272**	**71**					**22,8**	**6,2**			
		C_1	Н	230	4,0	920	0,16	0,56	0,817	0,777	52	0,285	15				87,3	4,5	1,3			
			НВ	318	6,7	2131	0,16	0,56	0,817	0,777	121	0,269	33				87,3	10,6	2,9			

			всего	**548**	**5,6**	**3051**					**173**	**0,277**	**48**					**15,1**	**4,2**			
		C_2	Н	175	3,1	543	0,16	0,56	0,817	0,777	31	0,214	7				87,3	2,7	0,6			
			НВ	92	3,4	313	0,16	0,56	0,817	0,777	18	0,202	4				87,3	1,6	0,3			
			всего	**267**	**3,2**	**856**					**49**	**0,224**	**11**					**4,3**	**0,9**			
	Всего по VIII	**$B+C_1$**	**всего**	**1041**	**7,3**	**7649**					**434**	**0,274**	**119**					**37,9**	**10,4**			
		C_2	**всего**	**267**	**3,2**	**856**					**49**	**0,224**	**11**					**4,3**	**0,9**			
	IX	C_1	Н	221	4,1	907	0,12	0,54	0,817	0,777	37	0,282	10				87,3	3,2	0,9			
			НВ	128	1,1	138	0,12	0,54	0,817	0,777	6	0,237	1				87,3	0,5	0,1			
			всего	**349**	**3,0**	**1045**					**43**	**0,256**	**11**					**3,7**	**1,0**			
		C_2	Н	114	2,3	262	0,12	0,54	0,817	0,777	11	0,212	2				87,3	1,0	0,2			
			НВ	65	1,8	117	0,12	0,54	0,817	0,777	5	0,178	1				87,3	0,4	0,1			
			всего	**179**	**2,1**	**379**					**16**	**0,188**	**3**					**1,4**	**0,3**			
	X	C_2	НВ	383	4,6	1752	0,15	0,51	0,817	0,777	88	0,178	16				87,3	7,7	1,4			
			всего	**383**	**4,6**	**1752**					**88**	**0,178**	**16**				**87,3**	**7,7**	**1,4**			
Итого по Ю-VII А		**В**		**1053**	**12,3**	**12998**					**773**	**0,292**	**226**					**67,5**	**19,7**			
		C_1		**3538**	**6**	**21140**					**1208**	**0,276**	**334**					**105,4**	**29,2**			
		$B+C_1$		**4591**	**7,4**	**34138**					**1981**	**0,283**	**560**					**172,9**	**48,9**			
		C_2		**2611**	**2,8**	**7307**					**417**	**0,204**	**85**					**36,3**	**7,7**			
Ю-VII Б	**Iб**	C_2	Н	650	17,3	11245	0,15	0,55	0,817	0,777	589	0,208	123				87,3	51,4	10,7			
			НВ	850	10,7	9095	0,15	0,55	0,817	0,777	476	0,094	45				87,3	41,6	3,9			
			всего	**1500**	**13,6**	**20340**					**1065**	**0,158**	**168**					**93**	**14,6**			
	II	C_2	Н	135	2,9	392	0,15	0,55	0,817	0,777	21	0,208	4				87,3	1,8	0,3			
			НВ	305	2	610	0,15	0,55	0,817	0,777	32	0,094	3				87,3	2,8	0,3			
			всего	**440**	**2,3**	**1002**					**53**	**0,132**	**7**					**4,6**	**0,6**			
	IVб	C_1	Н	200	5,9	1180	0,15	0,64	0,817	0,777	72	0,277	20				87,3	6,3	1,7			
			НВ	541	3,3	1785	0,15	0,64	0,817	0,777	109	0,125	14				87,3	9,5	1,2			
			всего	**741**	**4,0**	**2965**					**181**	**0,188**	**34**					**15,8**	**2,9**			
	IVб	C_2	Н	356	3,2	1139	0,15	0,64	0,817	0,777	69	0,208	14				87,3	6,0	1,2			
			НВ	204	1	204	0,15	0,64	0,817	0,777	12	0,094	1				87,3	1,0	0,1			
			всего	**560**	**2,4**	**1343**					**81**	**0,185**	**15**					**7**	**1,3**			
	Всего по IVб	**C_1**		**741**	**4**	**2965**					**181**	**0,188**	**34**					**16**	**2,9**			
		C_2		**560**	**2,4**	**1343**					**81**	**0,185**	**15**					**7**	**1,3**			
	V	В	Н	470	11,3	5311	0,17	0,60	0,817	0,777	344	0,343	118				87,3	30,0	10,3			
		C_1	Н	800	5	4000	0,17	0,60	0,817	0,777	259	0,343	89				87,3	22,6	7,8			
			НВ	265	2,1	557	0,17	0,60	0,817	0,777	36	0,283	10				87,3	3,1	0,9			
			всего	**1065**	**4,3**	**4557**					**295**	**0,336**	**99**					**25,7**	**8,7**			
	Всего	**В**		**470**	**11,3**	**5311**					**344**	**0,343**	**118**				**87,3**	**30,0**	**10,3**			
		C_1		**1065**	**4,3**	**4557**					**295**	**0,336**	**99**					**25,7**	**8,7**			
	VI	C_2	Н	100	0,9	90	0,13	0,56	0,817	0,777	4	0,257	1,0				87,3	0,3	0,1			
			НВ	300	1,0	300	0,13	0,56	0,817	0,777	14	0,212	3,0				87,3	1,2	0,3			
			всего	**400**	**1,0**	**390**					**18**	**0,222**	**4**					**1,5**	**0,4**			
	VII	C_2	Н	174	1,6	278	0,15	0,49	0,817	0,777	13	0,257	3				87,3	1,1	0,3			
			НВ	205	0,7	144	0,15	0,49	0,817	0,777	7	0,212	1				87,3	0,6	0,1			
			всего	**379**	**1,1**	**422**					**20**	**0,200**	**4**					**1,7**	**0,4**			
	VIII	C_2	НВ	141	1,4	197	0,18	0,57	0,817	0,777	13	0,212	3				87,3	1,1	0,3			
			всего	**141**	**1,4**	**197**	**0,18**				**13**	**0,212**	**3**					**1,1**	**0,3**			
	X	C_2	Н	187	1,3	243	0,17	0,60	0,817	0,777	16	0,257	4				87,3	1,4	0,3			
			НВ	300	1,7	510	0,17	0,60	0,817	0,777	33	0,212	7				87,3	2,9	0,6			
			всего	**487**	**1,5**	**753**					**49**	**0,224**	**11**					**4,3**	**0,9**			
Итого по Ю-VII Б		**В**		**470**	**11,3**	**5311**					**344**	**0,343**	**118**					**30**	**10,3**			
		C_1		**1806**	**4,2**	**7522**					**476**	**0,279**	**133**					**41,5**	**11,6**			
		C_2		**3907**	**6,3**	**24447**					**1299**	**0,163**	**212**					**113,2**	**18,5**			
В целом по Ю-VII горизонту		**В**		**1523**	**12,0**	**18309**					**1117**	**0,308**	**344**					**97,5**	**30**			
		C_1		**5344**	**5,4**	**28662**					**1684**	**0,277**	**467**					**146,9**	**40,8**			
		$B+C_1$		**6867**	**6,8**	**46971**					**2801**	**0,290**	**811**	**326,2**	**2474,8**	**484,8**		**244,4**	**70,8**	**41,1**	**203,3**	**29,7**
		C_2		**6518**	**4,9**	**31754**					**1716**	**0,173**	**297**					**149,5**	**26,2**			
Ю-VIII А	**I**	C_2	Н	941	8,2	7748	0,14	0,48	0,813	0,897	380	0,064	24				37,1	14,1	0,9			
			НВ	1660	4,3	7102	0,14	0,48	0,813	0,897	348	0,035	12				37,1	12,9	0,4			
			всего	**2601**	**5,7**	**14850**					**728**	**0,049**	**36**					**27**	**1,3**			

	III	**C_2**	НВ	274	0,9	233	0,11	0,52	0,813	0,897	10	0,035	0				37,1	0,4	0,0			
			всего	**274**	**0,9**	**233**					**10**	**0,035**	**0**					**0,4**	**0,0**			
	IV	**C_2**	Н	145	1,2	169	0,13	0,60	0,813	0,897	10	0,064	1				37,1	0,4	0,0			
			НВ	531	1,1	590	0,13	0,60	0,813	0,897	34	0,035	1				37,1	1,3	0,0			
			всего	**676**	**1,1**	**759**					**44**	**0,045**	**2**					**1,7**	**0,0**			
	V	**C_2**	Н	2857	2,6	7432	0,14	0,55	0,813	0,897	417	0,096	40				37,1	15,5	1,5			
			НВ	457	1,1	522	0,14	0,55	0,813	0,897	29	0,052	2				37,1	1,1	0,1			
			всего	**3314**	**2,4**	**7954**					**446**	**0,094**	**42**					**16,6**	**1,6**			
	VI	**C_1**	Н	901	3,5	3186	0,15	0,60	0,813	0,897	209	0,128	27				37,1	7,8	1,0			
			НВ	494	2,0	1008	0,15	0,60	0,813	0,897	66	0,069	5				37,1	2,4	0,2			
			всего	**1395**	**3,0**	**4194**					**275**	**0,0116**	**32**					**10,2**	**1,2**			
	VII	**C_2**	НВ	647	1,8	1162	0,15	0,54	0,813	0,897	69	0,096	7				37,1	2,6	0,3			
			всего	**647**	**1,8**	**1162**					**69**	**0,096**	**7**					**2,6**	**0,3**			
Итого по Ю- VIII А		**C_1**		**1395**	**3,0**	**4194**					**275**	**0,116**	**32**					**10,2**	**1,2**			
		C_2		**7512**	**3,3**	**24958**					**1297**	**0,067**	**87**					**48,3**	**3,2**			
Ю-VIII Б	**Iб**	**C_2**	Н	753	6,9	5175	0,14	0,46	0,813	0,897	243	0,058	14				37,1	9,0	0,5			
			НВ	261	2,6	673	0,14	0,46	0,813	0,897	32	0,044	1				37,1	1,2	0,0			
			всего	**1014**	**5,8**	**5848**					**275**	**0,055**	**15**					**10,2**	**0,5**			
	III	**C_2**	Н	124	1,3	156	0,14	0,60	0,813	0,897	10	0,058	1				37,1	0,4	0,0			
			НВ	240	1,1	257	0,14	0,60	0,813	0,897	16	0,044					37,1	0,6	0,0			
			всего	**364**	**1,1**	**413**					**26**	**0,077**	**2**					**1,0**	**0,0**			
Ю-VIII Б	**III**	**C_2** р-н скв. 220	Н	115	8,9	1028	0,14	0,60	0,813	0,897	63	0,058	4				37,1	2,3	0,1			
			всего	**115**	**8,9**	**1028**					**63**	**0,058**	**4**					**2,3**	**0,1**			
	всего	**C_2**		**479**	**3,0**	**1441**					**89**	**0,067**	**6**					**3,3**	**0,1**			
	IV	**C_2**	Н	1795	5,5	9824	0,14	0,61	0,813	0,897	612	0,058	35				37,1	22,7	1,3			
			НВ	412	4,3	1764	0,14	0,61	0,813	0,897	110	0,044	5				37,1	4,1	0,2			
			всего	**2207**	**5,3**	**11588**					**722**	**0,055**	**40**					**26,8**	**1,5**			
	V	**В**	Н	82	9,0	740	0,13	0,57	0,813	0,897	40	0,116	5				37,1	1,5	0,2			
			НВ	95	11,9	1127	0,13	0,57	0,813	0,897	61	0,087	61	0,087	5		37,1	2,3	0,2			
			всего	**177**	**10,5**	**1867**					**101**	**0,099**	**10**					**3,8**	**0,4**			
		C_1	Н	751	5,3	3962	0,13	0,57	0,813	0,897	214	0,116	25				37,1	7,9	0,9			
			НВ	639	5,7	3668	0,13	0,57	0,813	0,897	198	0,087	17				37,1	7,3	0,6			
			всего	**1390**	**5,5**	**7630**					**412**	**0,102**	**42**					**15,2**	**1,5**			
		C_2	Н	354	1,8	634	0,13	0,57	0,813	0,897	34	0,058	2				37,1	1,3	0,1			
			всего	**354**	**1,8**	**634**					**34**	**0,058**	**2**					**1,3**	**0,1**			
	всего	**В+C_1**		**1567**	**6,1**	**9497**					**513**	**0,101**	**52**					**19**	**1,9**			
		C_2		**354**	**1,8**	**634**					**34**	**0,059**	**2**					**1,3**	**0,1**			
	VI	**C_1**	Н	819	5,5	4543	0,14	0,54	0,813	0,897	250	0,136	34				37,1	9,3	1,3			
			НВ	391	7,4	2911	0,14	0,54	0,813	0,897	160	0,098	16				37,1	5,9	0,6			
			всего	**1210**	**6,2**	**7454**					**410**	**0,122**	**50**					**15,2**	**1,9**			
		С2	Н	1040	1,9	1994	0,14	0,54	0,813	0,897	110	0,102	11				37,1	4,1	0,4			
			НВ	354	1,3	460	0,14	0,54	0,813	0,897	25	0,074	2				37,1	0,9	0,1			
			всего	**1394**	**1,8**	**2454**					**135**	**0,096**	**13**					**5,0**	**0,5**			
	всего	**C_1**		**1210**	**6,2**	**7454**					**410**	**0,122**	**50**					**15,2**	**1,9**			
		C_2		**1394**	**1,8**	**2454**					**135**	**0,096**	**13**					**5,0**	**0,5**			
	VII	**C_1**	Н	464	6,9	3206	0,18	0,71	0,813	0,897	299	0,137	41				37,1	11,1	1,5			
			НВ	168	6,6	1109	0,18	0,71	0,813	0,897	103	0,091	9				37,1	3,8	0,3			
			всего	**632**	**6,8**	**4315**					**402**	**0,124**	**50**					**14,9**	**1,8**			
	VIII	**В**	Н	508	11,7	5923	0,14	0,63	0,813	0,897	381	0,168	64				37,1	14,1	2,4			
			НВ	69	11,4	787	0,14	0,63	0,813	0,897	51	0,138	7				37,1	1,9	0,3			
			всего	**577**	**11,6**	**6710**					**432**	**0,164**	**71**					**16,0**	**2,7**			
		C_1	Н	1601	9,7	15539	0,14	0,63	0,813	0,897	999	0,168	168				37,1	37,1	6,2			
			НВ	504	4,5	2275	0,14	0,63	0,813	0,897	146	0,138	20				37,1	5,4	0,7			
			всего	**2105**	**8,5**	**17814**					**1145**	**0,164**	**188**					**42,5**	**6,9**			
	всего	**В+C_1**		**2682**	**9,1**	**24524**					**1577**	**0,164**	**259**					**58,5**	**10**			
	IX	**C_1**	Н	542	9,0	4899	0,13	0,5	0,813	0,897	232	0,212	49				37,1	8,6	1,8			
			НВ	672	2,6	1774	0,13	0,54	0,813	0,897	91	0,101	9				37,1	3,4	0,3			
			всего	**1214**	**5,5**	**6673**					**323**	**0,180**	**58**					**12,0**	**2,1**			

Итого по Ю- VIII Б		**В**		**754**	**11,4**	**8577**					**533**	**0,152**	**81**					**19,8**	**3,1**			
		C_1		**6551**	**6,7**	**43886**					**2692**	**0,144**	**388**					**99,8**	**14,2**			
		В+C_1		**7305**	**7,2**	**52463**					**3225**	**0,145**	**469**					**119,6**	**17,3**			
		C_2		**5448**	**4,0**	**21965**					**1255**	**0,061**	**76**					**46,6**	**2,7**			
Ю-VIII В	**Iб**	**C_2**	Н	388	3,8	1477	0,13	0,53	0,813	0,897	74	0,078	6				37,1	2,7	0,2			
			всего	**388**	**3,8**	**1477**					**74**	**0,081**	**6**					**2,7**	**0,2**			
	II	**C_1**	Н	593	5,4	3209	0,13	0,53	0,813	0,897	161	0,156	25				37,1	6,0	0,9			
			НВ	218	4,1	888	0,13	0,53	0,813	0,897	45	0,118	5	5			37,1	1,7	0,2			
			всего	**811**	**5,1**	**4097**					**206**	**0,146**	**30**					**7,7**	**1,1**			
		C_2	Н	1329	5,6	7404	0,13	0,53	0,813	0,897	372	0,117	44				37,1	13,8	1,6			
			НВ	213	2,1	449	0,13	0,53	0,813	0,897	23	0,092	2				37,1	0,9	0,1			
			всего	**1542**	**5,1**	**7853**					**395**	**0,116**	**46**					**14,7**	**1,7**			
	всего	**C_1**		**811**	**5,1**	**4097**					**206**	**0,146**	**30**					**7,7**	**1,1**			
		C_2		**1542**	**5,1**	**7853**					**395**	**0,116**	**46**					**14,7**	**1,7**			
	III+IV	**В**	Н	196	5,7	1111	0,13	0,60	0,813	0,897	63	0,184	12				37,1	2,3	0,4			
			всего	**196**	**5,7**	**1111**					**63**	**0,184**	**12**					**2,3**	**0,4**			
		C_1	Н	3595	6,2	22239	0,13	0,60	0,813	0,897	1265	0,184	233				37,1	46,9	8,6			
Ю-VIII В	**III+IV**	**C_1**	НВ	279	6,1	1715	0,13	0,60	0,813	0,897	98	0,162	16				37,1	3,6	0,6			
			всего	**3874**	**6,2**	**23954**					**1363**	**0,183**	**249**					**50,5**	**9,2**			
		C_2	Н	1179	3,7	4401	0,13	0,60	0,813	0,897	250	0,138	35				37,1	9,3	1,3			
			НВ	154	1,5	238	0,13	0,60	0,813	0,897	14	0,122	2				37,1	0,5	0,1			
			всего	**1333**	**3,5**	**4639**					**264**	**0,140**	**37**					**9,8**	**1,4**			
	всего	**В+C_1**		**4070**	**6,2**	**25065**					**1426**	**0,183**	**261**					**53**	**10**			
		C_2		**1333**	**3,5**	**4639**					**264**	**0,140**	**37**					**9,8**	**1,4**			
	V	**C_1**	Н	1595	4,7	7429	0,14	0,59	0,813	0,897	448	0,152	68				37,1	16,6	2,5			
			НВ	313	3,3	1040	0,13	0,46	0,813	0,897	45	0,152	7				37,1	1,7	0,3			
			всего	**1908**	**4,4**	**8469**					**493**	**0,152**	**75**					**18,3**	**2,8**			
		C_1		1908	4,4	8469					493	0,152	75					18,3	2,8			
	VI	**C_2**	Н	1132	3,6	4088	0,13	0,49	0,813	0,897	190	0,080	15				37,1	7,0	0,6			
			НВ	242	2,6	634	0,13	0,49	0,813	0,897	29	0,065	2				37,1	1,1	0,1			
			всего	**1374**	**3,4**	**4722**					**219**	**0,078**	**17**					**8,1**	**0,7**			
	VII	**C_2**	Н	309	3,5	1077	0,16	0,64	0,813	0,897	80	0,080	6				37,1	3,0	0,2			
			НВ	102	3,0	303	0,16	0,64	0,813	0,897	23	0,065	1				37,1	0,9	0,0			
			всего	**411**	**3,4**	**1380**					**103**	**0,068**	**7**					**3,9**	**0,2**			
	VIII	**C_2**	Н	217	2,4	524	0,13	0,48	0,813	0,897	24	0,080	2				37,1	0,9	0,1			
			НВ	475	1,5	710	0,13	0,48	0,813	0,897	32	0,065	2				37,1	1,2	0,1			
			всего	**692**	**1,8**	**1234**					**56**	**0,071**	**4**					**2,1**	**0,2**			
	IX	**C_2**	Н	260	3,7	959	0,16	0,66	0,813	0,897	74	0,080	6				37,1	2,7	0,2			
			НВ	530	3,0	1572	0,16	0,66	0,813	0,897	121	0,065	8				37,1	4,5	0,3			
			всего	**790**	**3,2**	**2531**					**195**	**0,072**	**14**					**7,2**	**0,5**			
Итого по Ю-VIII В		**В**		**196**	**5,7**	**1111**					**63**	**0,190**	**12**					**2,3**	**0,4**			
		C_1		**6593**	**5,5**	**36520**					**2062**	**0,172**	**354**					**76,5**	**13,1**			
		В+C_1		**6789**	**5,5**	**37631**					**2125**	**0,172**	**366**					**78,8**	**13,5**			
		C_2		**6530**	**3,7**	**23836**					**1306**	**0,100**	**131**					**48,5**	**4,9**			
В целом по Ю-VIII горизонту		**В**		**950**	**10,2**	**9688**					**596**	**0,156**	**93**					**22,**	**3,5**			
		C_1		**14539**	**5,8**	**84600**					**5029**	**0,154**	**774**					**186,5**	**28,5**			
		В+C_1		**15489**	**6,1**	**94288**					**5625**	**0,154**	**867**	**375,4**	**5249,6**	**491,6**		**208,6**	**32,0**	**29,9**	**178,7**	**2,1**
		C_2		**19490**	**3,6**	**70759**					**3858**	**0,076**	**294**					**143,4**	**10,8**			
Ю-IX	**I**	**C_1**	Н	1424	5,9	8362	0,14	0,52	0,810	0,729	359	0,172	62				141,4	50,8	8,8			
			НВ	1481	3,5	5254	0,14	0,52	0,810	0,729	226	0,112	25				141,4	32,0	3,5			
			всего	**2905**	**4,7**	**13616**					**585**	**0,149**	**87**					**82,8**	**12,3**			
		C_2	Н	1343	8,6	11547	0,14	0,52	0,810	0,729	496	0,129	64				141,4	70,1	9,0			
			НВ	892	3,9	3497	0,14	0,52	0,810	0,729	150	0,084	13				141,4	21,2	1,8			
			всего	**2235**	**6,7**	**15044**					**646**	**0,119**	**77**					**91,3**	**11**			
	II	**В**	Н	370	15,4	5682	0,14	0,55	0,810	0,729	258	0,253	65				141,4	36,5	9,2			
			всего	**370**	**15,4**	**5682**					**258**	**0,253**	**65**					**36,5**	**9,2**			
	II	**C_1**	Н	1305	10,3	13483	0,14	0,55	0,810	0,729	613	0,253	155				141,4	86,7	21,9			
			НВ	385	5,6	2147	0,14	0,55	0,810	0,729	98	0,188	18				141,4	13,9	2,5			
			всего	**1690**	**9,2**	**15630**					**711**	**0,243**	**173**					**100,6**	**24,4**			

		C_2	Н	386	5,7	2216	0,14	0,55	0,810	0,729	101	0,190	19				141,4	14,3	2,7			
			НВ	259	4,2	1092	0,14	0,55	0,810	0,729	50	0,141	7				141,4	7,1	1,0			
			всего	**645**	**5,1**	**3308**					**151**	**0,172**	**26**					**21,4**	**3,7**			
	всего	**В+C_1**		**2060**	**10,3**	**21312**					**969**	**0,246**	**238**					**137,1**	**33,6**			
		C_2		**645**	**5,1**	**3308**					**15**	**0,172**	**26**					**21,4**	**3,7**			
	III	**В**	Н	702	13,7	9622	0,14	0,57	0,810	0,729	453	0,226	102				141,4	64,1	14,4			
			всего	**702**	**13,7**	**9622**					**453**	**0,226**	**102**					**64,1**	**14,4**			
		C_1	Н	1551	12,1	18766	0,14	0,57	0,810	0,729	884	0,226	200				141,4	125,0	28,3			
			НВ	282	4,9	1392	0,14	0,57	0,810	0,729	66	0,186	12				141,4	9,3	1,7			
			всего	**1833**	**11,0**	**20158**					**950**	**0,223**	**212**					**134,3**	**30,0**			
	всего	**В+C_1**		**2535**	**11,7**	**29780**					**1403**	**0,224**	**314**					**198,4**	**44,4**			
Ю-IX	**IV а+б**	**В**	Н	598	14,2	8471	0,14	0,57	0,810	0,729	399	0,226	90				141,4	56,4	12,7			
			НВ	8	10,1	81	0,14	0,57	0,810	0,729	4	0,186	1				141,4	0,6	0,1			
			всего	**606**	**14,1**	**8552**					**403**	**0,226**	**91**					**57,0**	**12,8**			
		C_1	Н	2227	11,0	24554	0,14	0,57	0,810	0,729	1157	0,226	261				141,4	163,6	36,9			
			НВ	157	1,5	243	0,14	0,57	0,810	0,729	11	0,186	2				141,4	1,6	0,3			
			всего	**1384**	**10,4**	**24797**					**1168**	**0,225**	**263**					**165,2**	**37,2**			
		C_2	Н	1191	10,2	12110	0,14	0,57	0,810	0,729	571	0,170	97				141,4	80,7	13,7			
			НВ	1012	5,3	5328	0,14	0,57	0,810	0,729	251	0,140	35				141,4	35,5	4,9			
			всего	**2203**	**7,9**	**17438**					**822**	**0,161**	**132**					**116,2**	**18,6**			
	всего	**В+C_1**		**2990**	**11,2**	**33349**	**5525**				**1571**	**0,225**	**354**					**222,2**	**50,0**			
		C_2		**2203**	**7,9**	**17438**					**822**	**0,161**	**132**					**116,2**	**18,6**			
	V	**В**	Н	701	16,5	11551	0,14	0,61	0,810	0,729	582	0,226	132				141,4	82,3	18,7			
			НВ	34	14,6	496	0,14	0,61	0,810	0,729	25	0,188	5				141,4	3,5	0,7			
			всего	**735**	**16,4**	**12047**					**607**	**0,226**	**137**					**858**	**19,4**			
		C_1	Н	459	17,2	7916	0,14	0,61	0,810	0,729	399	0,226	90				141,4	56,4	12,7			
			НВ	631	10,0	6296	0,14	0,61	0,810	0,729	317	0,188	60				141,4	44,8	8,5			
			всего	**1090**	**13,0**	**14212**					**716**	**0,209**	**150**					**101,2**	**21**			
		C_2	Н	135	17,0	2292	0,14	0,61	0,810	0,729	116	0,17	20				141,4	16,4	2,8			
			НВ	462	7,7	3575	0,14	0,61	0,810	0,729	180	0,141	25				141,4	25,5	3,5			
			всего	**597**	**9,8**	**5867**					**296**	**0,152**	**45**					**41,9**	**6,3**			
	всего	**В+C_1**		**1825**	**14,4**	**26259**					**1323**	**0,217**	**287**					**187**	**40,6**			
		C_2		**597**	**9,8**	**5867**					**296**	**0,152**	**45**					**41,9**	**6,3**			
	VI	**В**	Н	506	12,5	6304	0,15	0,67	0,810	0,729	374	0,202	76				141,4	52,9	10,7			
			НВ	85	7,3	622	0,15	0,67	0,810	0,729	37	0,131	5				141,4	5,2	0,7			
			всего	**591**	**11,7**	**6926**					**411**	**0,197**	**81**					**58,1**	**11,4**			
		C_1	Н	1556	12,9	20008	0,15	0,67	0,810	0,729	1187	0,202	240				141,4	167,8	33,9			
			НВ	967	7,2	6940	0,15	0,67	0,810	0,729	412	0,131	54				141,4	58,3	7,6			
			всего	**2523**	**10,7**	**26948**					**1599**	**0,184**	**294**					**226,1**	**41,5**			
	всего	**В+C_1**		3114	10,9	33874					2010	0,187	375					284,2	52,9			
	VII	**В**	Н	197	8,3	1632	0,15	0,60	0,810	0,729	87	0,174	15				141,4	12,3	2,1			
			всего	**197**	**8,3**	**1632**					**87**	**0,174**	**15**					**12,3**	**2,1**			
		C_1	Н	895	15,1	13515	0,15	0,60	0,810	0,729	718	0,174	125				141,4	101,5	17,7			
			НВ	105	12,5	1311	0,15	0,60	0,810	0,729	70	0,126	9				141,4	9,9	1,3			
			всего	**1000**	**14,8**	**14826**					**788**	**0,170**	**134**					**111,4**	**19,0**			
	всего	**В+C_1**		1197	13,7	16458					875	0,170	149					123,7	21,1			
	VIII	**C_1**	Н	298	9,2	2727	0,15	0,53	0,810	0,729	1258	0,178	23				141,4	18,1	3,3			
			НВ	1276	5,0	6345	0,15	0,53	0,810	0,729	298	0,128	38				141,4	42,1	5,4			
			всего	**1574**	**5,8**	**9072**					**426**	**0,143**	**61**					**60,2**	**8,7**			
В целом по Ю-IX горизонту		**В**		**3201**	**13,9**	**44461**					**2219**	**0,221**	**491**					**313,8**	**69,3**			
		C_1		**14999**	**9,3**	**139259**					**6943**	**0,198**	**1374**					**981,8**	**194,3**			
		В+C_1		**18200**	**10,1**	**183720**					**9162**	**0,204**	**1865**	**696,3**	**8465,7**	**1168,7**		**1295,6**	**263,6**	**110,6**	**1185**	**153**
		C_2		**5680**	**7,3**	**41657**					**1915**	**0,146**	**280**					**270,8**	**39,4**			
Ю-X А	**I**	**В**	Н	831	12,6	10453	0,14	0,69	0,814	0,724	595	0,242	144				150,9	89,8	21,7			
			НВ	400	9,3	3703	0,14	0,69	0,814	0,724	211	0,138	29				150,9	31,8	4,4			
			всего	**1231**	**11,5**	**14156**					**806**	**0,215**	**173**					**121,6**	**26,1**			
		C_1	Н	2359	10,4	24448	0,14	0,69	0,814	0,724	1392	0,242	337				150,9	210,1	50,9			
			НВ	2195	4,2	9194	0,14	0,69	0,814	0,724	523	0,138	72				150,9	78,9	10,9			
			всего	**4554**	**7,4**	**33642**					**1915**	**0,214**	**409**					**289,0**	**61,8**			

	всего	**В+С₁**		**5785**	**8,3**	**47798**					**2721**	**0,214**	**582**					**410,6**	**87,9**			
	II	**В**	Н	200	9,4	1874	0,13	0,66	0,814	0,724	95	0,203	19				150,9	14,3	2,9			
			всего	**200**	**9,4**	**1874**					**95**	**0,203**	**19**					**14,3**	**2,9**			
		C_1	Н	1511	9,3	13985	0,13	0,66	0,814	0,724	707	0,203	144				150,9	106,7	21,7			
			НВ	31	1,7	54	0,13	0,66	0,814	0,724	3	0,175	1				150,9	0,5	0,2			
			всего	**1542**	**9,1**	**14039**					**710**	**0,204**	**145**					**107,2**	**21,9**			
Ю-Х А	**II**	**C_2**	Н	639	5,1	3284	0,13	0,66	0,814	0,724	166	0,152	25				150,9	25,0	3,8			
			НВ	615	1,4	831	0,13	0,66	0,814	0,724	42	0,118	5				150,9	6,3	0,8			
			всего	**1254**	**3,3**	**4115**					**208**	**0,144**	**30**					**31,3**	**4,6**			
	всего	**В+С₁**		**1742**	**9,1**	**15913**					**805**	**0,204**	**164**					**121,3**	**24,8**			
		C_2		**1254**	**3,3**	**4115**					**208**	**0,144**	**30**					**31,3**	**4,6**			
	III	**C_1**	Н	1558	5,4	8347	0,13	0,68	0,814	0,724	435	0,205	89				150,9	65,6	13,4			
			НВ	500	2,2	1089	0,13	0,68	0,814	0,724	57	0,114	6				150,9	8,6	0,9			
			всего	**2058**	**4,6**	**9436**					**492**	**0,193**	**95**					**74,2**	**14,3**			
	IV	**C_1**	Н	1116	1,7	1897	0,13	0,57	0,814	0,724	83	0,162	13				150,9	12,5	2,0			
			НВ	38	1,0	38	0,13	0,57	0,814	0,724	2	0,054	0				150,9	0,3	0,0			
			всего	**1154**	**1,7**	**1935**					**85**	**0,153**	**13**					**12,8**	**2,0**			
		C_2	Н	1156	2,7	3138	0,13	0,57	0,814	0,724	137	0,122	17				150,9	20,7	2,6			
			НВ	260	2,1	533	0,13	0,57	0,814	0,724	23	0,054	1				150,9	3,5	0,2			
			всего	**1416**	**2,6**	**3671**					**160**	**0,113**	**18**					**24,2**	**2,8**			
	всего	**C_1**		**1154**	**1,7**	**1935**					**85**	**0,153**	**13**					**12,8**	**2**			
		C_2		**1416**	**2,6**	**3671**					**160**	**0,113**	**18**					**24,2**	**2,8**			
	V	**C_2**	Н	2016	1,9	3835	0,14	0,62	0,814	0,724	196	0,081	16				150,9	29,6	2,4			
			НВ	73	1,2	90	0,14	0,62	0,814	0,724	5	0,036	0				150,9	0,8	0,0			
			всего	**2089**	**1,9**	**3925**					**201**	**0,080**	**16**					**30,4**	**2,4**			
	VI	**C_2**	Н	1535	3,2	4982	0,15	0,56	0,814	0,724	247	0,081	20				150,9	37,3	3,0			
			НВ	523	3,4	1763	0,15	0,56	0,814	0,724	87	0,036	3				150,9	13,1	0,5			
			всего	**2058**	**3,3**	**6745**					**334**	**0,069**	**23**					**50,4**	**3,5**			
	VIII	**C_2**	Н	20	4,0	79	0,13	0,47	0,814	0,724	3	0,081	0				150,9	0,5	0,0			
			НВ	71	3,9	280	0,13	0,47	0,814	0,724	10	0,051	1				150,9	1,5	0,2			
			всего	**91**	**3,9**	**359**					**13**	**0,077**	**1**					**2,0**	**0,2**			
Итого по Ю-Х А		**В**		**1431**	**11,2**	**16030**					**901**	**0,213**	**192**					**135,9**	**29,0**			
		C_1		**9308**	**6,3**	**59052**					**3202**	**0,207**	**662**					**483,2**	**100,0**			
		В+С₁		**10739**	**7,0**	**75082**					**4103**	**0,208**	**854**					**619,1**	**129,0**			
		C_2		**6908**	**2,7**	**18815**					**916**	**0,096**	**88**					**138,2**	**13,5**			
Ю-Х Б	**Iа**	**В**	Н	120	6,7	806	0,16	0,66	0,814	0,724	50	0,303	15				150,9	7,5	2,3			
			НВ	400	4,3	1703	0,16	0,66	0,814	0,724	106	0,220	23				150,9	16,0	3,5			
			всего	**520**	**4,8**	**2509**					**156**	**0,244**	**38**					**23,5**	**5,8**			
		C_1	Н	246	3,3	824	0,16	0,66	0,814	0,724	51	0,303	15				150,9	7,7	2,3			
			НВ	496	4,3	2109	0,16	0,66	0,814	0,724	131	0,220	29				150,9	19,8	4,4			
			всего	**742**	**4,0**	**2933**					**182**	**0,242**	**44**					**27,5**	**6,7**			
	Iб	**В**	Н	109	5,8	634	0,15	0,62	0,814	0,724	35	0,552	19				150,9	5,3	2,9			
			НВ	158	5,8	920	0,15	0,62	0,814	0,724	50	0,469	23				150,9	7,5	3,5			
			всего	**267**	**5,8**	**1554**					**85**	**0,494**	**42**					**12,8**	**6,4**			
		C_1	Н	298	5,2	1543	0,15	0,62	0,814	0,724	85	0,303	26				150,9	12,8	3,9			
			НВ	717	3,8	2703	0,15	0,62	0,814	0,724	148	0,220	33				150,9	22,3	5,0			
			всего	**1015**	**4,2**	**4246**					**233**	**0,253**	**59**					**35,1**	**8,9**			
	всего	**В+С₁**		**2544**	**4,4**	**11242**					**656**	**0,279**	**183**					**98,9**	**27,8**			
	II	**C_2**	НВ	852	4,1	3522	0,15	0,59	0,814	0,724	184	0,110	20				150,9	27,8	3,0			
			всего	**852**	**4,1**	**3522**					**184**	**0,110**	**20**					**27,8**	**3,0**			
	III	**C_2**	Н	1868	4,0	7449	0,14	0,52	0,814	0,724	320	0,152	49				150,9	48,3	7,4			
			НВ	458	1,9	863	0,14	0,52	0,814	0,724	37	0,110	4				150,9	5,6	0,6			
			всего	**2326**	**3,6**	**8312**					**357**	**0,148**	**53**					**53,9**	**8,0**			
	IVа	**C_2**	Н	1930	8,0	15363	0,14	0,57	0,814	0,724	723	0,152	110				150,9	109,1	16,6			
			НВ	405	2,4	969	0,14	0,57	0,814	0,724	46	0,110	5				150,9	6,9	0,8			
			всего	2335	7,0	16332					769	0,150	115					116,0	17,4			
	IVб	**C_2**	Н	1402	7,5	10574	0,13	0,57	0,814	0,724	462	0,152	70				150,9	69,7	10,6			
			НВ	781	2,8	2160	0,13	0,57	0,814	0,724	94	0,110	10				150,9	14,2	1,5			
			всего	**2183**	**5,8**	**12734**					**556**	**0,144**	**80**					**83,9**	**12,1**			

	всего	**C_2**		**4518**	**6,4**	**29066**					**1325**	**0,147**	**195**					**199,9**	**29,5**			
	V	**C_1**	Н	984	4,9	4836	0,14	0,61	0,814	0,724	243	0,245	60				150,9	36,7	9,1			
			НВ	391	3,2	1262	0,14	0,61	0,814	0,724	64	0,182	12				150,9	9,7	1,8			
Ю-Х Б	**V**	**C_1**	**всего**	**1375**	**4,4**	**6098**					**307**	**0,235**	**72**					**46,4**	**10,9**			
		C_2	Н	190	5,7	1091	0,14	0,61	0,814	0,724	55	0,184	10				150,9	8,3	1,5			
			НВ	358	3,4	1204	0,14	0,61	0,814	0,724	61	0,137	8				150,9	9,2	1,2			
			всего	**548**	**4,2**	**2295**					**116**	**0,155**	**18**					**17,5**	**2,7**			
	всего	**C_1**		**1375**	**4,4**	**6098**					**307**	**0,235**	**72**					**46,4**	**10,9**			
		C_2		**548**	**4,2**	**2295**					**116**	**0,155**	**18**					**17,5**	**2,7**			
	VI	**C_2**	Н	1351	4,4	5961	0,16	0,56	0,814	0,724	315	0,123	39				150,9	47,5	5,9			
			НВ	713	1,9	1360	0,16	0,56	0,814	0,724	72	0,091	7				150,9	10,9	1,1			
			всего	**2064**	**3,5**	**7321**					**387**	**0,119**	**46**					**58,4**	**7,0**			
	VII	**C_2**	НВ	190	2,1	404	0,13	0,67	0,815	0,724	21	0,091	2				150,9	3,2	0,3			
			всего	**190**	**2,1**	**404**					**21**	**0,09**	**2**					**3,2**	**0,3**			
	VIII	**В**	Н	100	5,2	515	0,14	0,60	0,814	0,724	25	0,158	4				150,9	3,8	0,6			
			всего	**100**	**5,2**	**515**					**25**	**0,158**	**4**					**3,8**	**0,6**			
		C_1	Н	1235	4,3	5320	0,14	0,60	0,814	0,724	263	0,158	42				150,9	39,7	6,3			
			всего	**1235**	**4,3**	**5320**					**263**	**0,158**	**42**					**39,7**	**6,3**			
		C_2	Н	278	9,1	2536	0,14	0,60	0,814	0,724	126	0,119	15				150,9	19,0	2,3			
			НВ	1083	2,6	2774	0,14	0,60	0,814	0,724	137	0,065	9				150,9	20,7	1,4			
			всего	**1361**	**3,9**	**5310**					**263**	**0,091**	**24**					**39,7**	**3,7**			
	всего	**В+C_1**		**1335**	**4,4**	**5835**					**288**	**0,160**	**46**					**43,5**	**6,9**			
		C_2		**1361**	**3,9**	**5310**					**263**	**0,092**	**24**					**39,7**	**3,7**			
	IX	**В**	Н	216	16,6	3581	0,16	0,67	0,814	0,724	226	0,271	61				150,9	34,1	9,2			
			НВ	188	8,5	1607	0,16	0,67	0,814	0,724	102	0,153	16				150,9	15,4	2,4			
			всего	**404**	**12,8**	**5188**					**328**	**0,235**	**77**					**49,5**	**11,6**			
		C_1	Н	141	14,8	2093	0,16	0,67	0,814	0,724	132	0,271	36				150,9	19,9	5,4			
			НВ	461	5,9	2698	0,16	0,67	0,814	0,724	170	0,153	26				150,9	25,7	3,9			
			всего	**602**	**8,0**	**4791**					**302**		**62**					**45,6**	**9,3**			
	всего	**В+C_1**		**1006**	**9,9**	**9979**					**630**	**0,221**	**139**					**95,1**	**20,9**			
	IX (610)	**C_2**	Н	142	2,1	296	0,19	0,56	0,814	0,724	19	0,136	3				150,9	2,9	0,5			
			НВ	699	1,3	912	0,19	0,56	0,814	0,724	57	0,077	4				150,9	8,6	0,6			
			всего	**841**	**1,4**	**1208**					**76**	**0,092**	**7**					**11,5**	**1,1**			
Итого по Ю-Х Б		**В**		**1291**	**7,6**	**9766**					**594**	**0,271**	**161**					**89,6**	**24,4**			
		C_1		**4969**	**4,7**	**23388**					**1287**	**0,217**	**279**					**194,3**	**42,1**			
		В+C_1		**6260**	**5,3**	**33154**					**1881**	**0,234**	**440**					**283,9**	**66,5**			
		C_2		**12700**	**4,5**	**57438**					**2729**	**0,134**	**365**					**478,2**	**109,0**			
Ю-Х В	**I**	**C_1**	Н	312	3,2	1001	0,14	0,57	0,814	0,724	47	0,182	9				150,9	7,1	1,4			
			НВ	1243	1,9	2413	0,14	0,57	0,814	0,724	113	0,147	17				150,9	17,1	2,6			
			всего	**1555**	**2,2**	**3414**					**160**	**0,163**	**26**					**24,2**	**4,0**			
		C_2	Н	1327	3,1	4102	0,14	0,57	0,814	0,724	193	0,137	26				150,9	29,1	3,9			
			НВ	757	1,7	1307	0,14	0,57	0,814	0,724	61	0,110	7				150,9	9,2	1,1			
			всего	**2084**	**2,6**	**5409**					**254**	**0,130**	**33**					**38,3**	**5,0**			
	всего	**C_1**		1555	2,2	3414					160	0,163	26					24,2	4,0			
		C_2		2084	2,6	5409					254	0,130	33					38,3	5,0			
	III	**C_2**	Н	835	2,7	0,14	0,62	0,814	0,724	113	0,137	15					150,9	17,1	2,3			
			НВ	690	1302	0,14	0,62	0,814	0,724	67	0,110	7					150,9	10,1	1,1			
			всего	**1525**	**2,3**	**3520**				**180**	**0,122**	**22**						**27,2**	**3,4**			
	IVа	**C_2**	Н	727	2,6	1993	0,12	0,50	0,814	0,724	70	0,122	9				150,9	10,6	1,4			
			НВ	590	2,0	1202	0,12	0,50	0,814	0,724	43	0,103	4				150,9	6,5	0,6			
			всего	**1347**	**2,4**	**3195**					**113**	**0,115**	**13**					**17,1**	**2,0**			
	IVб	**В**	Н	746	11,4	8483	0,15	0,63	0,814	0,724	472	0,162	76				150,9	71,2	11,5			
			всего	**746**	**11,4**	**8483**					**472**	**0,161**	**76**					**71,2**	**11,5**			
		C_1	Н	981	6,2	6107	0,15	0,63	0,814	0,724	340	0,162	55				150,9	51,3	8,3			
			НВ	219	2,2	482	0,15	0,63	0,814	0,724	27	0,137	4				150,9	4,1	0,6			
			всего	**1200**	**5,5**	**6589**					**367**	**0,161**	**59**					**55,4**	**8,9**			
	всего	**В+C_1**		1946	7,7	15072					839	0,161	135					126,6	20,4			
	V	**В**	Н	81	9,2	744	0,14	0,60	0,814	0,724	37	0,173	6				150,9	5,6	0,9			
			НВ	61	9,1	558	0,14	0,60	0,814	0,724	28	0,137	4				150,9	4,2	0,6			

Ю-Х В	V	**В**	**всего**	**142**	**9,2**	**1302**					**65**	**0,154**	**10**					**9,8**	**1,5**			
		C_1	Н	1630	7,9	12849	0,14	0,60	0,814	0,724	636	0,173	110				150,9	96,0	16,6			
			НВ	703	3,4	2364	0,14	0,60	0,814	0,724	117	0,137	16				150,9	17,7	2,4			
			всего	**2333**	**6,5**	**15213**					**753**	**0,167**	**126**					**113,7**	**19,0**			
	всего	**В+C_1**		**2475**	**6,7**	**16515**					**818**	**0,166**	**136**					**123,5**	**20,5**			
	VI	C_2	Н	1454	4,5	6510	0,15	0,54	0,814	0,724	311	0,13	40				150,9	46,9	6,0			
			НВ	556	2,9	1593	0,15	0,54	0,814	0,724	76	0,103	8				150,9	11,5	1,2			
			всего	**2010**	**4,0**	**8103**					**387**	**0,124**	**48**					**58,4**	**7,2**			
	VII	C_2	Н	874	5,1	4447	0,11	0,52	0,814	0,724	150	0,130	20				150,9	22,6	3,0			
			НВ	343	3,7	1284	0,11	0,52	0,814	0,724	43	0,103	4				150,9	6,5	0,6			
			всего	**1217**	**4,7**	**5731**					**193**	**0,124**	**24**					**29,1**	**3,6**			
	VIII	C_1	Н	775	4,0	3112	0,15	0,69	0,814	0,724	190	0,181	34				150,9	28,7	5,1			
			НВ	888	3,9	3426	0,15	0,69	0,814	0,724	209	0,131	27				150,9	31,5	4,1			
			всего	**1663**	**3,9**	**6538**					**399**	**0,153**	**61**					**60,2**	**9,2**			
	всего	C_1		1663	3,9	6538					399	0,153	61					60,2	9,2			
	X	C_2	Н	30	1,9	58	0,15	0,40	0,814	0,724	2	0,091	0				150,9	0,3	0,0			
			НВ	119	6,0	712	0,15	0,40	0,814	0,724	25	0,066	2				150,9	3,8	0,3			
			всего	**149**	**5,2**	**770**					**27**	**0,074**	**2**					**4,1**	**0,3**			
Итого по Ю-Х В		**В**		**888**	**11,0**	**9785**					**537**	**0,160**	**86**					**81,0**	**13,0**			
		C_1		**6751**	**4,7**	**31754**					**1679**	**0,162**	**272**					**253,5**	**41,1**			
		В+C_1		**7639**	**5,4**	**41539**					**2216**	**0,162**	**358**					**334,5**	**54,1**			
		C_2		**8332**	**3,2**	**26728**					**1154**	**0,123**	**142**					**174,2**	**21,5**			
В целом по Ю-Х горизонту		**В**		**3610**	**9,9**	**35581**					**2032**	**0,216**	**439**					**306,5**	**66,4**			
		C_1		**21028**	**5,4**	**114194**					**6168**	**0,197**	**1213**					**931,0**	**183,2**			
		В+C_1		**24638**	**6,1**	**149775**					**8200**	**0,201**	**1652**	**620,5**	**7579,5**	**1031,5**		**1237,5**	**250**	**76,2**	**1161,3**	**173,4**
		C_2		**27940**	**3,7**	**102981**					**4799**	**0,124**	**595**					**790,7**	**144,0**			
Ю-XI	Ia	**В**	Н	248	29,6	7345	0,15	0,54	0,806	0,756	363	0,269	98				118,7	43,1	11,6			
			НВ	84	24,3	2037	0,15	0,54	0,806	0,756	101	0,200	20				118,7	12	2,4			
			всего	**332**	**28,3**	**9382**					**464**	**0,254**	**118**					**55,1**	**14**			
		C_1	Н	404	28,4	11467	0,15	0,54	0,806	0,756	566	0,269	152				118,7	67,2	18,0			
			НВ	1868	12,5	23410	0,15	0,54	0,806	0,756	1155	0,200	231				118,7	137,1	27,4			
			всего	**2272**	**15,4**	**34877**					**1721**	**0,223**	**383**					**204,3**	**45**			
		C_1 **(р-н скв. 202)**	НВ	409	12,6	5167	0,15	0,54	0,806	0,756	255	0,200	51				118,7	30,3	6,1			
			всего	**409**	**12,6**	**5167**					**255**	**0,200**	**51**					**30,3**	**6,1**			
	всего	**В+C_1**		**3013**	**16,4**	**49426**					**2440**	**0,226**	**552**					**289,7**	**66**			
	Iб	**В**	Н	398	26,5	10548	0,16	0,59	0,806	0,756	607	0,289	175				118,7	72,1	20,			
			НВ	156	24,9	3887	0,16	0,59	0,806	0,756	224	0,246	55				118,7	26,6	6,5			
			всего	**554**	**26,1**	**14435**					**831**	**0,277**	**230**					**98,7**	**27,3**			
		C_1	Н	562	24	13484	0,16	0,59	0,806	0,756	776	0,289	224				118,7	92,1	26,6			
			НВ	739	12,0	8839	0,16	0,59	0,806	0,756	508	0,246	125				118,7	60,3	14,8			
			всего	**1301**	**17,2**	**22323**					**1284**	**0,272**	**349**					**152,4**	**41,4**			
	всего	**В+C_1**		**1855**	**19,8**	**36758**					**2115**	**0,274**	**579**					**251,1**	**68,7**			
	II	**В**	Н	1285	19,5	25047	0,15	0,60	0,806	0,756	1374	0,279	383				118,7	163,1	45,5			
			всего	**1285**	**19,5**	**25047**					**1374**	**0,279**	**383**					**163,1**	**45,5**			
	II	C_1	Н	991	18,2	17995	0,15	0,54	0,806	0,756	888	0,279	248				118,7	105,4	29,4			
			НВ	1206	19,1	23052	0,15	0,54	0,806	0,756	1138	0,181	206				118,7	135,1	24,5			
			всего	**2197**	**18,7**	**41047**					**2026**	**0,224**	**454**					**240,5**	**53,9**			
	всего	**В+C_1**		**3482**	**19,0**	**66094**					**3400**	**0,246**	**837**					**403,6**	**99,**			
	III	**В**	Н	174	11,4	1985	0,14	0,59	0,806	0,756	100	0,276	28				118,7	11,9	3,3			
			всего	**174**	**11,4**	**1985**					**100**	**0,276**	**28**					**11,9**	**3,3**			
		C_1	Н	1030	12,3	12675	0,14	0,59	0,806	0,756	638	0,276	176				118,7	75,7	20,9			
			всего	**1030**	**12,3**	**12675**					**638**	**0,276**	**176**					**75,7**	**20,9**			
	всего	**В+C_1**		**1204**	**12,2**	**14660**					**738**	**0,276**	**204**					**87,6**	**24,2**			
Ю-XI	IV	**В**	Н	1401	15,4	21546	0,15	0,60	0,806	0,756	1182	0,278	329				118,7	140,3	39,1			
			НВ	66	16,9	1116	0,15	0,60	0,806	0,756	61	0,163	10				118,7	7,2	1,2			
			всего	**1467**	**15,4**	**22662**					**1243**	**0,273**	**339**					**147,5**	**40,3**			
		C_1	Н	3266	10,5	34228	0,15	0,60	0,806	0,756	1877	0,278	522				118,7	222,8	62,0			
			НВ	1219	9,2	11154	0,15	0,60	0,806	0,756	612	0,163	100				118,7	72,6	11,9			

			всего	**4485**	**10,1**	**45382**					**2489**	**0,250**	**622**					**295,4**	**74**			
	всего	**В+С₁**		**5952**	**11,4**	**68044**					**3732**	**0,258**	**961**					**442,9**	**114**			
	IV (р-н скв. 3)	**С₂**	Н	371	1,4	514	0,14	0,51	0,806	0,756	22	0,139	3				118,7	2,6	0,4			
			НВ	498	1,8	895	0,14	0,51	0,806	0,756	39	0,082	3				118,7	4,6	0,4			
			всего	**869**	**1,6**	**1409**					**61**	**0,098**	**6**					**7,2**	**0,8**			
	V	**В**	Н	548	15,3	8375	0,13	0,58	0,806	0,756	385	0,231	89				118,7	45,7	10,6			
			всего	**548**	**15,3**	**8375**					**385**	**0,231**	**89**					**457**	**10,6**			
		С₁	Н	3059	6,7	20606	0,13	0,58	0,806	0,756	947	0,231	219				118,7	112,4	26,0			
			НВ	792	5,9	4671	0,13	0,58	0,806	0,756	215	0,108	23				118,7	25,5	2,7			
			всего	**3851**	**6,6**	**25277**					**1162**	**0,208**	**242**					**137,9**	**28,7**			
	всего	**В+С₁**		**4399**	**7,6**	**33652**					**1547**	**0,214**	**331**					**183,6**	**39,3**			
	VI	**С₁**	**Н**	716	5,9	4236	0,17	0,63	0,806	0,756	276	0,209	58				118,7	32,8	6,9			
			НВ	238	5,4	1296	0,17	0,63	0,806	0,756	85	0,134	11				118,7	10,1	1,3			
			всего	**954**	**5,8**	**5532**					**361**	**0,191**	**69**					**42,9**	**8,2**			
	VIII	**С₁**	**Н**	446	3,3	1490	0,17	0,61	0,806	0,756	94	0,181	17				118,7	11,2	2,0			
			НВ	764	2,8	2103	0,17	0,61	0,806	0,756	133	0,095	13				118,7	15,8	1,5			
			всего	**1210**	**3,0**	**3593**					**227**	**0,132**	**30**					**27**	**3,5**			
	IX	**С₂**	**Н**	46	2,0	93	0,17	0,50	0,806	0,756	5	0,101	1				118,7	0,6	0,1			
			НВ	118	1,8	211	0,17	0,50	0,806	0,756	11	0,048	1				118,7	1,3	0,1			
			всего	**164**	**1,9**	**304**					**16**	**0,125**	**2**					**1,9**	**0,2**			
	IX (скв. 610)	**С₂**	**Н**	772	2,1	1651	0,16	0,58	0,806	0,756	93	0,091	8				118,7	11	0,9			
			НВ	3359	1,5	5157	0,16	0,58	0,806	0,756	292	0,048	14				118,7	34,7	1,7			
			всего	**4131**	**1,6**	**6808**					**385**	**0,057**	**22**					**45,7**	**2,6**			
Итого по Ю-XI горизонту		**В**		**4360**	**18,8**	**81886**					**4397**	**0,270**	**1187**					**522,0**	**141,0**			
		С₁		**17709**	**11,1**	**195873**					**10163**	**0,234**	**2376**					**1206,4**	**282,0**			
		В+С₁		**22069**	**12,6**	**27759**					**14560**	**0,245**	**3563**	**1176,8**	**13383,2**	**2386,2**		**1728,4**	**423,0**	**190,1**	**1538,3**	**232,9**
		С₂		**5164**	**1,7**	**8521**					**462**	**0,065**	**30**					**54,8**	**3,6**			
В целом по месторождению		**В**		**14842**	**13,5**	**200657**					**10999**	**0,245**	**2692**					**1304,4**	**319,1**			
		С₁		**93921**	**6,8**	**641365**					**34506**	**0,206**	**7121**					**3746,5**	**787,4**			
		В+С₁		**108763**	**7,7**	**842022**					**45505**	**0,216**	**9813**	**3523,5**	**41981,5**	**6289,5**		**5050,9**	**1106,5**	**478,9**	**4572**	**627,6**
		С₂		**75237**	**3,7**	**281557**					**14124**	**0,118**	**1668**					**1431,2**	**181,3**			

1.8.3.1.1. Нефтеносность

Нефтеносность на месторождении установлена в терригенных отложениях средне-нижнеюрского комплекса. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Тип коллекторов поровый.

По результатам бурения, переинтерпретации материалов ГИС и опробования скважин в разрезе месторождения выделено девять продуктивных горизонтов, стратиграфически приуроченных: к батским (Ю-III и Ю-IV) байос-ааленским (Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X) и к нижнеюрским отложениям (Ю-XI), в которых установлено 22 залежи нефти.

В результате детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС с привлечением данных опробования, уточнены границы продуктивных горизонтов, площадное распространение залежей, положение водонефтяных контактов. По результатам обработки материалов ГИС дана количественная и качественная характеристика пород-коллекторов. Продуктивность коллекторов охарактеризована данными опробования и эксплуатации скважин, литологический, минералогический составы пород-коллекторов анализами керна.

Границами площадей продуктивности по каждому пласту являются: принятые положения контактов нефть-вода, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения.

Ниже приводится характеристика залежей нефти, обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам.

<u>Ю-III горизонт</u>

Ю-III горизонт общей толщиной до 70 м выделен в верхней части батского яруса среднеюрского отдела, является водоносным почти по всей площади, за исключением блока VI и в Ю-IIIв - V блока.

В разрезе горизонта выделены четыре пласта: **а, б, в** и **г**. Продуктивность пластов **а**, **б** и **в** Ю-III горизонта VI блока доказана опробованием скважины 2, пласт **г** опробованием не охвачен и Ю-IIIв в V блоке пласты продуктивны по ГИС.

Залежь Ю-IIIа установлена опробованием в VI блоке скважиной 2, где при совместном испытании пластов в интервале 2517-2524 м (Ю-IIIб) дострел 2498-2505 м (-2311,9-2318,9 м) (Ю-IIIа) был получен переливающий приток нефти. Затем нижний пласт (Ю-IIIб) был изолирован (кровля цем.моста на глубине 2511 м), выполнено самостоятельное опробование пласта Ю-IIIа, дебит нефти при Нср.дин.=769 м составил 1,8 м^3/сут.

По данным ГИС пласты-коллекторы в скважинах: 2, 432 и 409 продуктивны до абсолютных отметок: -2316,5 м, 2316,3 м и -2315,5м, в скважинах: 50, 112, 124, 404, 418, 420 расположенных в этом же блоке с отметок: -2334,6 м, -2317,4 м, -2348,9 м, -2332,9 м, -2321,0 м, -2323,8 м пласты характеризуются как водонасыщенные, в скважине 62 и 703 пласты

заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2317 м по скважине 2.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Залежь Ю-IIIб установлена опробованием скважины 2, где при совместном опробовании с залежью Ю-IIIв был получен приток нефти дебитом 5,5 $м^3$/сут при статическом уровне 156 м. Затем нижний пласт был изолирован цем.мостом, кровля которого на глубине 2526 м, и произведен дострел верхнего пласта Ю-IIIа.

По данным ГИС в скважинах: 2, 112, 409, 432 и 703 пласты продуктивны до отметки: -2337,6 м, -2336,2 м, -2333,5 м, -2335,6 м и 2332,1 м, а с отметок: -2338,2 м, 2338,6 м и -2338,3 м, в скважинах: 112, 432 и 703 пласты водонасыщены. В скважинах: 50, 62, 124, 404, 418, 420 расположенных в этом же блоке водоносные пласты фиксируются с отметок: -2358,0 м, -2342,3 м, 2362,7 м, 2359,7 м, 2339,1 м и 2346,0 м соответственно.

ВНК принят на абсолютной отметке -2338 м по скважине 2 (граф. прил. 6). Залежь с северо-запада и юго-востока контролируется нарушениями F5 и F6.

Залежь пластовая сводовая, тектонически-экранированная.

Залежь Ю-IIIв установлена опробованием в VI блоке, в V блоке предполагается по ГИС.

В *VI блоке* при совместном опробовании с залежью Ю-IIIб скважины 2 был получен приток нефти.

По данным ГИС в скважинах: 2 и 409 подошва продуктивного пласта отмечается на отметке: -2352,5 м и -2349,6 м. В скважинах: 62, 124, 404, 418, 432 и 703 по ГИС водонасыщенный пласт отмечаются с отметки: -2355,7 м, -2370,2 м, -2381,7 м, -2355,7 м, -2353,6 м и -2356,8 м соответственно. В скважинах: 50, 112 и 420 пласты заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2353 м по скважине 2.

В *V блоке* в скважинах: 104, 329, 425, 708, по ГИС пласты продуктивны до отметок: -2356,7 м, 2353,1 м, 2338,2 м, 2339 м и -2359,0 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2361,6 м, -2360,9 м, -2357,3 м, -2360,4 м, -2350,8 м, -2339 м и -2353,1 в скважинах: 106, 233, 316, 328, 415, 427 и 434 соответственно. В скважинах: 51, 111, 428, 502 пласты заглинизированы.

ВНК принят в южной части на отметке -2359 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 708, а в северной части – на отметке -2353 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 434.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-IIIг предполагается по ГИС в скважинах: 2 и 409, где выделены нефтенасыщенные пласт-коллекторы до отметки: -2362,2 м и -2359,2 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: - 2382 м, -2377,2 м, -2364,8 м, -2380,2 м, -2367,2 м, -2344 м, -2364,2 м, -2372 м и 2367,2 м, в скважинах: 50, 62, 112, 124, 418, 427, 420, 432, 433, 703 соответственно. В

скважине 404 пласт заглинизирован.

ВНК принят на отметке -2362 м по скважине 2 (граф. прил. 8).

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Ю-IV горизонт

Ю-IV горизонт общей толщиной до 50 м продуктивен в IV и VI блоках, в остальных водоносный. В разрезе горизонта выделены четыре пласта а, б, в и г. Продуктивность всех пластов в VI блоке доказана опробованием скважины 2, в блоке IV залежь **в** и **г** предполагается по ГИС.

Залежь Ю-IVа установлена скважиной 2, где при совместном опробовании с пластами Ю-IVб и Ю-IVв в интервале 2567-2883 м был получен переливающий приток нефти, расчетный дебит при среднединамическом уровне 523 м составил 2,3 м^3/сут.

По данным ГИС в скважинах: 2, 112 и 409 пласты продуктивны до отметок: -2384,2 м, -2383,7 м и -2368 м. В скважинах: 62, 124, 404, 418, 420, 432, 433 и 703 кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки: -2396,0 м, -2391,1 м, -2396,0 м, -2384,1 м, -2391,8 м, -2383,8 м, -2390 м и -2383,6 м. Коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 50 и 701 (граф. прил. 9). ВНК для залежи Ю-IVа принят по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скважине 2 на отметке -2384 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-IVб при совместном опробовании с залежами Ю-IVа и Ю-IVв в скважине 2 получен приток нефти.

По данным ГИС в скважинах: 2 и 409 пласты продуктивны до отметок: -2388,4 м и -2378,2 м. В скважинах: 62, 112, 124, 418, 420, 432, 433 и 703 по ГИС кровля водонасыщенных пластов отмечается с отметок: -2403,6 м, -2389,9 м, -2412,2 м, -2395,6 м, -2404,6 м, -2389,1 м, -2398 м и -2397,8 м соответственно. Пласты замещены плотными породами в скважинах: 50, 105, 404 и 701. ВНК принят на отметке -2389 м по скважине 2 (граф. прил. 10). Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь Ю-IVв в VI блоке установлена опробованием, в IV блоке предполагается по ГИС.

В *VI блоке* в скважине 2 при испытании интервала 2567-2583 м (пласты **а, б, в**) переливом получен приток нефти дебитом 1,15 м^3/сут. После дострела нижнего интервала 2583-2595 м (пласты **в** и **г**) замеренный дебит при среднем уровне 919,5 м составил 3,7 м^3/сут.

По ГИС в скважинах 2, 409 и 701 пласты продуктивны до отметок: -2397,9 м, -2391,1 м и -2400,1 м. В скважине 432 продуктивный по ГИС до отметки: -2407,9 м, а с отметок -2407,9 м пласт водонасыщен. В скважинах: 62, 124, 404, 418, 420, 433, 703 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2410,3 м, 2422,2 м, -2421,3 м, -2408,9 м, -2412,8 м, -2406 м и -2408,7 м. Пласты заглинизированы в скважинах: 50 и 112.

ВНК принят на отметке -2408 м по скважине 432.

В *IV блоке* в скважинах: 53 и 412 по ГИС выделены продуктивные пласты-коллекторы до абсолютной отметки: -2403,6 м и -2398,9 м соответственно. В скважинах: 102, 103, 321, 413, 438 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2419,5 м, -2402,9 м, -2410,2 м, -2405,7 м, -2408 м. В скважинах: 17, 207 и 222 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят в пределах -2403-2404 м по скважинам 53 и 103. По подошве нефти в скважине 53 и верхней отметке воды в скважине 103

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-IVг в VI блоке установлена совместным опробованием скважины 2 с другими залежами, в IV блоке предполагается по ГИС.

По данным ГИС в скважинах: 2, 112, 409, 701 и 703 выделены продуктивные пласты до абсолютных отметок: -2409,1 м, -2419,2 м, -2515,0 м и -2432,8 м соответственно. Водоносные пласты отмечаются с отметки: -2431,7 м, -2435,3 м и -2415 м, в скважинах: 62, 124, 433. Пласты заглинизированы в скважинах: 50, 404, 418, 420, 432.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 112 на отметке -2419м.

В *IV блоке* по данным ГИС в скважинах: 53, 103 и 412 выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютных отметок: -2410,7 м, -2410,6 м и -2402,4 м соответственно. В скважинах: 102, 110, 123, 207, 321, 413 и 438 водонасыщенные пласты фиксируются с отметки: -2432,7 м, -2452,1 м, -2448,7 м, -2426,4 м, -2419,9 м, -2415,4 м и -2420 м. В скважине 17 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2411 м по скважине 53.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Ю-V горизонт

Ю-V горизонт общей толщиной до 55 м приурочен к кровельной части байоского яруса. Продуктивность Ю-V горизонта установлена опробованием в блоках VI, VII, VIII, IX+X, в V блоке залежь оконтурена по ГИС.

В *V блоке* в скважинах: 104, 106, 111, 425, 428, 434 и 708 продуктивный по ГИС до отметки: -2424,0 м, -2431,5 м, -2427,2 м, -2428,5 м, -2428,6 м, -2437 м, -2431,0 м, а с отметки: -2430 м, -2443,1 м, -2433,3 м, -2447,9 м, -2435,2 м, -2438,1 м, начинаются водонасыщенные пласты в скважинах: 104, 106, 111, 425, 428, 708 соответственно. Кровли водонасыщенных пластов в скважинах: 14, 51, 65, 233, 328, 415, 427, 502 фиксируются на отметках: -2471,3 м, -2431 м, -2465 м, -2451,2 м, -2458,1 м, -2442,5 м, -2431 м, -2443 м соответственно. В скважинах: 234, 316 и 329 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят в пределах -2430-2431 м по скважинам 104 и 708.

В *VI блоке* залежь установлена опробованием скважин 2 и 50, скважина 50 находится в

эксплуатации.

В VI блоке в скважинах: 2, 50, 62, 112, 404, 409, 418, 420, 432, 433, 701, 703 продуктивный по ГИС до отметки: -2441,9 м, -2479 м, -2457,9 м, -2451,7 м, -2469,8 м, -2435,5 м, -2465,8 м, -2470,1 м, -2452,7 м, -2466 м, -2460,8 м, -2466,6 м соответственно.

По результатам ГИС самая низкая отметка продуктивного коллектора -2479,0 м зафиксирована в скважине 50, которая принята за отметку ВНК в этом блоке.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В *VII блоке* залежь установлена опробованием скважины 126, которая находится в эксплуатации. По данным ГИС продуктивные пласты в скважинах: 126, 706 и 806 отмечаются до отметок: -2471,1 м, -2478,1 и 2473,4 м соответственно, в скважине 126 водонасыщенные пласты начинаются с отметки -2476,4 м. В скважине 105 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят на отметке-2473 м по скважине 806.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В *VIII блоке* залежь установлена опробованием скважин 52 и 60, скважины 52 и 60 в эксплуатации по настоящий момент.

По данным ГИС в скважинах: 52, 57, 60, 66, 312, 315, 411, 439, 440, 504, 509, 510 подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов фиксируются на отметках: -2465,4 м, -2460,3 м, -2477 м, -2466 м, -2479,1 м, -2457,1 м, -2465,8 м, -2479,1 м, -2470,7 м, -2477,9 м, -2468,7 м, -2459,9 м соответственно. В скважине 66 водонасыщенный пласт отмечается с отметки -2471,5 м.

ВНК принят в южной части на отметке -2471 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 66, в северной части – на отметке -2479 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 312.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологический экранированная.

IX+X блоке залежь установлена опробованием скважины 61 и 610, в которых получены промышленные притоки нефти, которая в настоящее время обе скважины находится в эксплуатации.

По данным ГИС в скважинах: 61, 127, 610 и 802 пласты продуктивны до абсолютных отметок: -2457,8 м, -2451,9 м, -2451 м и -2452,5 м соответственно. В скважинах 61, 610 и 802 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2463,1 м, -2451,8 и -2456,6 м.

ВНК принят в пределах -2452-2458 м по скважинах 610 и 61.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Ю-VI горизонт

Ю-VI горизонт общей толщиной до 70 м. В разрезе горизонта выделены три продуктивных пласта **а, б, в** неравномерно распространенные по площади и разрезу и разделенные глинистыми породами толщиной 1-4 м.

Залежь Ю-VIа установлена опробованием в блоках IV, V, VI и VIII, в блоке VII оконтурена по ГИС.

В *IV блоке* продуктивность установлена опробованием скважины 53.

По данным ГИС продуктивные пласты в скважинах: 53, 103, 207, 321 отмечаются до отметок -2476,2 м, -2481,3 м, -2486,5 м, -2481,9 м соответственно. В скважинах: 17, 58, 102, 108, 109, 228, 240, 325, 326, 422, 438, водонасыщенные пласты начинаются с отметки: -2482,6 м, -2489,9 м, -2483,4 м, -2502,7 м, -2485,5 м, -2483,2 м, -2509,9 м, -2496,7 м, -2506,5 м, -2489 м, -2491 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 110, 123, 401, 412, 413.

ВНК принят на отметке -2481-2486 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважинах 103 и 207.

В *V блоке* продуктивность установлена опробованием скважины 51.

По данным ГИС в скважинах 51, 106, 425, 434, 708 подошва продуктивных пластов фиксируется на отметках: -2480,5 м, -2475,6 м, -2472,8 м, 2489 м, -2472 м соответственно. В скважинах: 14, 111, 415, 427 водонасыщенный пласт фиксируется с отметки: -2497,0 м, -2473,8 м, -2483,8 м, -2451,4 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 65, 104, 233, 234, 316, 328, 329, 428, 502.

ВНК принят на отметке -2481 м по скважине 51.

В *VI блоке* подтверждена опробованием скважины 701, которая совместно с залежью Ю-VIб находится в эксплуатации.

По данным ГИС в скважинах 50, 62, 112, 404, 418, 420, 432, 433, 701 подошвы нефтенасыщенных пластов находятся на отметках: -2503,8 м, -2494,1 м, -2484,8 м, -2501,4 м, -2490 м, -2500,9 м, -2482,1 м, -2474 м и -2483,2 м соответственно. В скважине 124, расположенной в северной части водонасыщенные пласты отмечаются с отметки -2503,6 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 2, 409, 703.

ВНК принят на отметке -2504 м по скважине 50.

В *VII блоке* по данным ГИС в скважине 105 выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 1,8 м (Кнг 0,51) до отметки -2473,0 м. В скважинах: 126, 706 и 806 водонасыщенный пласт фиксируется с отметки: -2481,7 м, -2480,5 и -2484,1 м.

ВНК принят на отметке -2473,0 м.

В *VIII блоке* скважина 66 совместно с другими залежами находится в эксплуатации. По результатам интерпретации ГИС подошвы нефтенасыщенных коллекторов в скважинах: 66, 322, 411, 440, 509, находятся на отметках: -2503,6 м, -2487,8 м, -2498,4 м, -2496,0 м, -2504,1 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2506,3 м, -2488,5 м, -2504,1 м в скважинах: 66, 322 509 соответственно. В скважинах: 52, 57, 439, 510 пласты-коллекторы замещены плотными породами.

ВНК принят на отметке -2504 м по скважине 509.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-VIб. Продуктивность доказана опробованием скважин в блоках V и VI, предполагается по ГИС в IV и VII блоках.

В *IV блоке* по результатам интерпретации ГИС в скважинах: 53, 110, 123, 207, 321, 412 пласты продуктивны до отметок: -2496,3 м, -2508,9 м, -2507,5 м, -2496,3 м, -2501,4 м, 2499,9 м, водонасыщенные пласты в скважинах: 17, 102, 110, 123, 321, 401, 413 отмечаются с отметок: -2506,5 м, -2498,1 м, -2528,3 м, -2516,7 м, -2508,3 м, -2507,5 м, -2508,2 м. В скважине 103 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят в пределах -2507-2509 м по скважинам 123 и 110.

В *V блоке* продуктивность залежи установлена скважиной 51 при совместном опробовании с залежью Ю-VIа и подтверждена опробованием скважины 708.

В скважинах: 51, 104, 106, 111, 316, 425, 427, 434 и 708 по данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметок: -2502,0 м, -2496,0 м, -2500,9 м, -2503,1 м, -2499,7 м, -2487,8 м, -2508 м, -2498,3 м, -2491,8 м. В скважинах: 14, 233, 316, 328, 415 и 502 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2518,6 м, - 2511,8 м, -2505 м, -2522,5 м, -2513,9 м, -2512,5 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 329 и 428.

ВНК в блоке V принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 111 на абсолютной отметке -2503 м.

В *VI блоке* продуктивность залежи установлена скважиной 2 при совместном опробовании с залежью Ю-VIв, где получен приток нефти дебитом 17,7 $м^3$/сут при 7 мм штуцере до абсолютной отметки -2486,8 м. Подтверждено опробованием скважин 62 и 701, которые находятся в эксплуатации.

По данным ГИС в скважинах: 2, 50, 62, 112, 124, 418, 420, 432 и 701 подошвы нефтенасыщенных пластов отмечены на отметках: -2496,6 м, -2517,4 м, -2519,5 м, -2505,9 м, -2520,6 м, -2511,5 м, -2521,3 м, -2501,3 м, -2508,4 м. В скважине 124 с отметки -2531,0 м пласты водоносны. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважине 409.

ВНК принят на отметке -2521 м по скважине 124.

В *VII блоке* по результатам ГИС в скважинах: 105, 126, 706 подошва нефтенасыщенных коллекторов фиксируется на отметке: -2493,1 м, 2513,4 м, -2509,8 м, с отметки -2514,7 и 2520,6 м пласты водонасыщенны в скважинах 126 и 706 соответственно. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважине 806.

ВНК принят на отметке -2513 м по скважине 126.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-VIв установлена опробованием в блоках V и VI, в IV блоке предполагается по

ГИС.

В *IV блоке* в скважине 53 по данным ГИС выделены 3 продуктивных пропластка суммарной нефтенасыщенной толщиной 2,7 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта отмечается на отметке -2503,5 м. В скважинах: 103, 207, 412, 413, водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2507,4 м, -2511 м, -2506,7 м, -2515,5 м.

ВНК принят на отметке -2503 м по скважине 53.

В *V блоке* залежь подтверждена совместным с залежью Ю-VIб опробованием скважины 708.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах: 51, 104, 106, 111, 329, 425, 427, 428, 434, 708 подошвы нефтенасыщенных пластов фиксируются на отметках: -2507,7 м, -2511,2 м, -2507,6 м, -2521,6 м, -2501,5м, -2536 м, -2515,4 м, -2501,5 м, -2508,4 м. В скважинах: 14, 106, 233, 316, 328, 415, 428, водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2544,6 м, -2513,0 м, -2530,9 м, -2519,5 м, -2546,9 м, -2523,9 м, -2521,9 м. В скважине 502 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят для северной части на отметке -2513 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 106, для южной -2520-2536 м по подошве продуктивного пласта в скважине 427 и 316. В *VI блоке* при опробовании скважины 703 был получен приток нефти.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах: 124, 404, 418, 420, 432, 433, 701, 703 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке: -2549,6 м, -2546,5 м, -2528,4 м, -2543 м, -2523,5 м, -2535,6 м, -2536,6 м, 2544,5 м. Пласты заглинизированы в скважинах: 2, 50, 62, 112, 409.

ВНК условно принят на отметке -2550 м по скважине 124.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В *VIII блоке* в южной части в районе скважины: 439 и 510 по результатам интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметках: -2518,9 м и -2519,4 м соответственно, а с отметки: -2531,9 м, -2524,8 м и 2521,4 м начинаются водонасыщенные пласты в скважинах: 66, 439 и 510.

ВНК принят на отметке -2519 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 439.

На севере пласты заглинизированы в скважинах: 52, 315, 322, 411, 440.

Ю-VII горизонт

Ю-VII горизонт общей толщиной до 14,2 м. В разрезе горизонта выделены два пласта а и б, к которым приурочены одноименные залежи нефти.

Залежь Ю-VIIа установлена опробованием в блоках: V, VI, VIII, IX и предполагается по ГИС в блоках IVа, VI, VII, IX, X.

В *IVа блоке* залежь предполагается по ГИС, в скважине 207 подошва нефтенасыщенного

коллектора находится на отметке: -2553 м, в скважинах: 102, 108, 123, 222, 308, 326, 401, водонасыщенные пласты начинаются с отметки: -2550 м, -2566,4 м, -2557,1 м, -2576,4 м, -2576 м, -2566,3 м, -2571,3 м. В следующих скважинах: 64, 103, 223, 227, 240, 321, 412, 438 пласты заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2553 м, по подошве нефтенасыщенного пласта по скважине 207.

В *V блоке* в скважине 427 при испытании интервала 2720-2742 м (Ю-VIIа+б), был получен не переливающийся приток нефти с дебитом 25-30 м^3/сут.

По данным ГИС в скважинах: 104, 111, 329, 425, 427, 428, 434, 502, 708, подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечаются на отметках: -2540,3 м, -2536,5 м, -2551,9 м, -2533,7 м, -2548,2 м, -2538,2 м, -2538,4 м, -2540,7 м, -2533 м, соответственно, а в скважинах: 233, 415, 427, 502, с отметки: -2552,4 м, -2547,7 м, -2552 м, -2556,5 м пласты водонасыщенны.

Пласты заглинизированы в скважинах: 14, 51, 65, 106, 118, 234, 316, 328.

ВНК принят на отметке -2548-2552 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 415 и по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 427.

VI блок. Продуктивность залежи установлена опробованием скважины 2, где был получен фонтанный приток нефти дебитом 24 м^3/сут на 5 мм штуцере до абсолютной отметки -2542,7 м. В дальнейшем была опробованы скважины: 404, 418 и 420. В скважине 404 при испытании интервала 2749-2762,5 м и 2764-2770,5 м м (Ю-VIIа), после ГРП был получен приток жидкости с дебитом 60 м^3/сут, средний дебит по нефти 56,0 м^3/сут. В скважине 418 при испытании интервала 2733,5-2750 м (Ю-VIIа), был получен приток нефти со средним дебитом 64 м^3/сут. В скважине 420 при испытании интервала 2740-2761 м (Ю-VIIа), был получен хороший приток нефти со средним дебитом 70-80 м^3/сут. В скважине 433 при испытании интервала 2737,5-2757,5 м (Ю-VIIа), был получен не переливающийся приток нефти с дебитом 50 м^3/сут.

По данным ГИС в скважинах: 2, 50, 62, 124, 404, 418, 420, 432, 433, 703, подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечаются на отметках: -2550,8 м, -2583,6 м, -2570,2 м, -2580,8 м, -2581,8 м, -2565,3 м, -2575,1 м, -2553,4 м, -2581 м, -2544,5 м, соответственно, в скважине 124 с отметки -2583,5 м пласты водонасыщенны. В скважинах: 112, 409, 701 коллекторы замещены глинистыми разностями.

ВНК принят на отметке -2584 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 50.

В *VII блоке* по данным ГИС в скважине 105, подошва нефтенасыщенного коллектора отмечается на отметке: -2538,9 м, в скважинах: 126 и 806 пласты водонасыщенны с отметки: -2558,2 м и -2558 м. В скважине 706, коллекторы заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2539 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 105.

В *VIII блоке* продуктивность доказана опробованием скважин 57 и 66. В скважине 57 был получен приток нефти дебитом 44,6 м^3/сут на 5 мм штуцере до подошвы выделенного по ГИС

пласта на отметке -2562,1 м. При опробовании скважины 66 получен приток нефти дебитом 15,2 $м^3$/сут на 25 мм штуцере.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах: 57, 60, 66, 312, 315, 439, 509, 510, подошвы продуктивных пластов фиксируются на отметках: -2562,1 м, -2562,2 м, -2566,6 м, -2547,9 м, -2552,7 м, -2567,6 м, -2566,8 м, -2565,7 м, в скважинах: 66, 439, 509 с отметки: -2568,3 м, -2567,6 м, -2566,8 м начинаются водоносный пласт. Пласты заглинизированы в скважинах: 52, 322, 411, 440, 504.

ВНК принят для северной части на отметке -2553 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 315, для южной -2567 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 66.

В *IX блоке* продуктивность установлена опробованием скважины 13, где был получен приток нефти дебитом 2,3 $м^3$/сут при Нср.дин.=1682 м до отметки -2573,1 м.

По данным ГИС в скважинах: 13 и 507 подошва продуктивных пластов находится на отметке: -2578,5 м и -2565,1 м. В скважине 19, расположенной в южной части блока, кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -2574,8 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 125, 506 и 610.

Водонефтяной контакт в южной части принят на отметке -2565 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 507, в северной части ВНК колеблется в пределах -2575 до -2578 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 19 и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 13.

X блок. По данным интерпретации ГИС в скважине 61 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -2544,8 м, а кровля водонасышенного на отметке -2545,7 м. В скважине 802, расположенной в южной части блока, кровля водонасыщенного пласта начинается с отметки -2542,8 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважине 127.

ВНК принят на отметке -2543-2545 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 802 и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 61.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-VIIб установлена опробованием в блоках IV, V, VI и предполагается по ГИС в блоках I, II, VII, IVб, VI, VII, VIII, X.

В *I блоке* из-за противоречивых данных характера насыщения блок разделен на подблоки Iа и Iб прослеживающийся спорадически нарушением F1`.

В *подблоке Iа* в скважинах пласты водонасыщенны, в *подблоке Iб* залежь предполагается по ГИС в скважинах: 63, 120, 121, 209, 211, 212, 229, 304, 319, 323, пласты продуктивны до отметок: -2620,7 м, -2621,2 м, -2635 м, -2628,1 м, -2624,1 м, -2633,8 м, -2622,4 м, -2625,8 м, -2634,6 м, -2611 м, а с отметки: -2626,4 м, -2635 м, -2632,4 м, -2634,6 м, в скважинах: 120, 121, 304, 319 отмечаются подошва водонасыщенных пластов. В скважине 59 с отметки -2622,6 м пласт

водоносный. В скважине 121 по ГИС фиксируется ВНК на отметке -2635 м.

Исходя из данных, в северной части ВНК колеблется в пределах -2634-2635 м по скважинам 121 и 212, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 212 и по кровле водонасыщенного пласта в скважине 121, в южной части ВНК принят на отметках: -2622-2626 м по скважинам 59 и 304, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 59 и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 304.

Во *II блоке* по ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в скважинах: 114 и 238, подошва которой находятся на отметке: -2598,7 м и -2601,5 м. В скважинах: 56, 204, 216, 225, 235, 324, 332, 407, 419 водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2598,4 м, 2615,2 м, -2611,2 м, -2613,6 м, -2614,3 м, -2629 м, -2602,9 м, -2598,8 м. Пласты-коллекторы замещены глинистыми разностями в скважинах: 10, 107, 117, 210, 215, 217, 302, 314, 426.

ВНК принят на отметке -2598-2601 м по скважине 419 и 238, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 238 и по кровле водонасыщенного пласта в скважине 419.
IV блок. Из-за неоднозначности характера насыщения, блок разделен на 2 части IVа и IVб спорадически прослеживающимся нарушением F4`. В подблоке IVа пласты водонасыщенны, в подблоке IVб прослеживаются две продуктивные линзы, разделенные зоной плотных пород в скважинах: 17, 103, 207 и 413. В северной части в скважине 53 при опробовании получен приток нефти дебитом 4,8 м^3/сут при среднединамическом уровне 877 м до -2574,3 м.

По ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в скважинах: 109, 228, 316, 422 подошва которой находятся на отметках: -2596,1 м, -2591,8 м, -2565,6 м, -2583,2 м, а с отметки: -2597,8 м отмечается кровля водонасыщенных пластов в скважине 422. В скважинах: 110, 226, 423, водоносные пласты отмечаются с отметки: -2577,8 м, -2597,1 м, -2608,1 м. Пласты замещены плотными породами в скважинах: 17, 58, 119, 413.

ВНК принят для северной части на отметке -2575 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 53, а для южной части ВНК принят на отметке -2596 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 109.

В *VI блоке* по ГИС в скважинах: 409 и 432 выделены продуктивные пласт-коллекторы до подошвы: -2565,1 м и 2566 м. В скважинах: 418 и 701 водонасыщенный пласт отмечаются с отметки: -2568,1 м и 2566,2 м. Пласты замещены плотными породами в скважинах: 2, 50, 62, 112, 124, 404, 420, 433, 703.

ВНК принят на отметке -2566 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 432.
В *VII блоке* в скважине 105 по ГИС выделены два продуктивных коллектора суммарной толщиной 2,1 м до отметки -2564,0 м. В скважинах: 126 и 806 кровля водонасыщенных коллекторов находится на отметках -2578,1 м и -2573,3 м.
ВНК принят на отметке -2564 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 105.

В *VIII блоке* по ГИС выделен нефтенасыщенный пласт в скважине 60, подошва которой находятся на отметке: -2568,8 м, а с отметки: -2568,8 м начинается водоносный пласт. В скважине 60 по ГИС фиксируется ВНК на отметке -2568,8 м. По ГИС в скважинах: 57, 312, 440, 509 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2573,9 м, -2549,7 м, -2576,8 м, -2584,4 м. Пласты заглинизированы в скважинах: 52, 66, 315, 322, 411, 439, 504, 510.

ВНК принят на отметке -2569 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 60.

В *X блоке* в скважинах: 127 и 802 подошва продуктивного коллектора отмечаются на отметках: -2573,2 м и 2568,3 м, водонасыщенные пласты отмечаются с отметки -2574,4 м и 2574,8 м, в скважинах: 610 и 802. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважине 61.

ВНК принят на -2573 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 127.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Ю-VIII горизонт общей толщиной до 75 м. В разрезе горизонта выделены три продуктивных пласта **а, б в,** к которым приурочены одноименные залежи нефти.

Залежь Ю-VIIIа установлена опробованием в VI блоке, в блоках I, III, IV, V и VII оконтурена по ГИС.

I блок.

I блок разделен на подблоки Iа и Iб прослеживающийся спорадически нарушением F_1`.

В Iа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 202, 203, 208, 300, 305, пласты продуктивны до отметок: -2652,4 м, -2654,5 м, -2658,4 м, -2655,4 м, -2646,7 м.

Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2661 м, -2656,8 м, -2652,4 м, -2654,5 м, -2661,5 м, -2655,4 м, -2659,1 м, 2677,6 м, в скважинах: 200, 201, 202, 203, 208, 300, 306 и 307. Пласт замещен плотными породами в скважине 122. В скважине 202 по ГИС фиксируется ВНК на отметке -2652,4 м.

В Iб блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 59, 63, 120, 209, 211, 304, 319, 323, пласты продуктивны до отметок: -2657,4 м, 2653,2 м, 2641,5 м, -2649,8 м, -2644,1 м, -2655,5 м, -2659,8 м, -2644 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2652,1 м и -2660,5 м, в скважинах: 121 и 319.

ВНК принят в пределах на отметках -2652-2660 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважинах: 121, 202, и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 319.

III блок. Только в скважине 116, ограниченной с юга зоной глинизации, по ГИС выделяется коллектор толщиной 1,7 м до отметки -2592,8 м, а водонасыщенный пласт начинается с отметки -2595,4 м. В скважинах: 101, 238, 402, 406, кровля водонасыщенных коллекторов находится на отметках: -2602,3 м, -2607,5 м, -2603,0 м, -2596 м. Пласт замещен плотными породами в скважинах: 4, 55, 115, 122, 221, 410.

ВНК принят на отметке -2593 м по скважине 116.

IV блок.

IV блок разделен на подблоки IVа и IVб нарушением F_4`.

В IVа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 103, 207 и 321 пласты продуктивны до отметок: -2592 м, -2588,8 м и -2576,8 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2607,4 м, -2603,1 м, -2627,7 м и -2616,5 м, в скважинах соответственно: 108, 123, 223 и 401. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 64, 102, 222, 227, 240, 308, 326, 412, 438.

В IVб блоке водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2607,4 м, -2600 м, 2596,3 м, 2616,6 м, в скважинах: соответственно: 110, 325, 413, 423. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 11, 17, 53, 58, 109, 119, 226, 228, 422.

ВНК принят на отметке -2592 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 103.

В *V блоке* залежь предполагается по ГИС в скважинах: 51, 65, 104, 106, 111, 233, 234, 316, 328, 415, 427, 428, 502, 708, в которых выделены продуктивные пласты до абсолютных отметок: -2584,7 м, -2636 м, -2593,6 м, -2596,3 м, -2593,8 м, -2613,5 м, -2621,5 м, -2594,9 м, -2613,4 м, -2613,5 м, -2589 м, -2594,6 м, -2590,5 м, -2578 м. В V блоке по данным ГИС самые низкие отметки продуктивных пластов отмечены в скважинах: 65, 104, 234, 428 подошвы которых находятся на отметках: -2636,0, -2593,6, -2621,5, -2594,6 м соответственно. В скважине 118 водонасыщенный пласт начинается с отметки -2653,9 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 14, 329, 425, 434.

ВНК принят на отметке -2636 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 65.

В *VI блоке* залежь установлена опробованием скважины 62, в которой был получен приток нефти дебитом 3,3 $м^3$/сут при Нср.дин.=1179 м до подошвы продуктивного пласта на абсолютной отметке -2620,9 м.

По данным ГИС в скважинах: 62, 124, 409, 433 подошва нефтенасыщенных коллекторов фиксируется на отметке: -2620,9 м, -2634,4 м, -2589,5 м, -2613,9 м. В скважине 418 кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке: -2585,3 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 2, 50, 112, 404, 420, 432, 701 и 703.

УВНК принят на отметке -2634 м по скважине 124.

В *VII блоке* залежь оконтурена по ГИС скважин 105, 126, 706 в которых выделены продуктивные пласты до отметок: -2597,4 м, -2609,7 м, -2621,2 м. В скважине 126 водонасыщенный пласт отмечается с отметки -2612,9 м. Скважина 806 оказалась в зоне не коллекторов.

ВНК принят на отметке -2610 м по скважине 126.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

В *VIII блоке* по данным ГИС в скважинах: 439 и 504 подошва нефтенасыщенных коллекторов фиксируется на отметке: -2608 м и 2633,4 м.

Пласт заглинизирован в скважинах: 52, 57, 60, 66, 312, 315, 322, 411, 440, 509, 510.

Залежь Ю-VIIIб установлена опробованием в блоках V, VI, VII, VIII и IX, в блоках Iб, III, IV оконтурена по ГИС.

В *Iб подблоке* залежь предполагается по ГИС в скважинах 59, 63, 120, 211, 304 и 323, в которых выделены продуктивные пласты до абсолютных отметок: -2664,3 м, -2668,4 м, -2666,6 м, -2668,6 м, -2660,9 м, -2667,0 м. В скважинах: 209, 212, 319 с отметки: -2655,4 м, 2667,4 м, -2677,7 м пласты водонасыщенные. В скважине 209 по ГИС фиксируется ВНК на отметке -2655,4 м.

ВНК принят в пределах -2667-2669 м по подошве продуктивного пласта в скважине 211 и кровле водоносного пласта в скважине 212.

В *III блоке* прослеживаются две линзы, в северной и южной части. В северной предполагаемая залежь оконтурена по ГИС, где в скважинах 55 и 116 выделены продуктивные пласты толщинами 1,3 и 1,0 до подошвы -2606,0 м и -2613,4 м соответственно. В скважине 116 есть еще и водонасыщенные коллекторы, которые начинается с отметки: -2624,2 м. В скважинах 101, 115, 406 и 410, водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2639,9 м, -2625,4 м, -2626,8 м и -2622,4 м. Скважина 402 оказалась в зоне не коллекторов.

ВНК принят на отметке -2613 м по скважине 116.

В южной части, отделенной зоной глинизации (скв. 4, 221 и 238) по ГИС в скважине 214 и 220 выделяются продуктивные пласты до отметки: -2654,6 м и -2655,7 м, условный ВНК принят на отметке -2656 м по скважине 220.

В *IV блоке* предполагаемая залежь зоной глинизации в скважинах: 17, 102, 103, 207, 321 и 413 разделена на две части: северную и южную. В южной части в скважинах: 108, 109, 222, 223, 227, 228, 240, 308, 325, 326, 422, 438 фиксируются отметки подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов: -2652,0 м, -2628,3 м, -2667,5 м, -2659,4 м, -2660,6 м, -2623,1 м, -2662,1 м, -2678,4 м, -2643,5 м, -2650,2 м, -2639 м и -2633 м соответственно. В скважинах: 222 и 308 фиксируются самые низкие отметки нефтенасыщенных пластов-коллекторов: -2667,5 м и -2678,4 м, соответственно. В скважине 64 водонасыщенный пласт отмечается с отметки -2681,6 м. Скважины: 11, 38, 119, 226, 423 оказались в зоне не коллекторов.

ВНК для южной части принят на отметке -2678 м по скважине 308.

В северной части в скважинах: 53, 123, 401, 412 нефтенасыщенных пластов-коллекторов фиксируются отметках: -2605,4 м, -2645,5 м, -2650,3 м, -2608,6 м. Скважина 110 оказалась в зоне неколлекторов.

ВНК для северной части принят на отметке -2650 м по скважине 401.

В *V блоке* предполагаемая залежь зоной глинизации в скважинах: 51, 104, 233, 234, 316, 415, 425, 428, 708 разделена на две части: северную и южную или район скважины 106 и район скважин 65, 111 и 502. В V блоке была опробована скважина 111. При испытании интервала 2805-2506 м, 2807,5-2816 и, 2817,5-2822 м (Ю-VIIIб), после ГРП был получен фонтанирующий безводный приток нефти средним дебитом 103,0 м^3/сут через 6 мм штуцер.

В южной части в скважинах: 65, 111, 328, 329, 427, 502, фиксируются с отметки подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов: -2662,0 м, -2626 м, -2644,5 м, -2619,3 м, -2591,2 м, -2625 м соответственно. В скважине 65 отмечается самая низкая отметка нефтенасыщенных пластов-коллекторов: -2662 м, соответственно. В скважине 118 водонасыщенный пласт отмечается с отметки -2671,3 м.

ВНК для южной части принят на отметке -2662 м по подошве опробованного коллектора в скважине 65.

В северной части в скважинах: 106 и 434 нефтенасыщенных пластов-коллекторов отмечены на отметках: -2628,3 м и 2613,3 м. Скважина 14 оказалась в зоне не коллекторов.

В *VI блоке* продуктивность залежи установлена опробованием скважин: 50 и 404, где были получены промышленные притоки нефти с различными дебитами. В скважине 50, при опробовании получен приток нефти дебитом 16,6 м^3/сут. на 5 мм штуцере до подошвы продуктивного по ГИС пласта на отметке -2661,1 м. В дальнейшем была опробована скважина 404, при испытании интервала 2806-2823 (Ю-VIIIб), после ГРП был получен приток нефти со средним дебитом 10-12 м^3/сут.

По данным ГИС в скважинах: 50, 62, 124, 404, 409, 418, 432, 433, подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечаются до отметок: -2661 м, -2640,2 м, -2647,4 м, -2637,8 м, -2610,9 м, -2646,8 м, -2623,6 м, -2648 м. Скважины: 2, 701 и 703 оказались в зоне не коллекторов. Условный ВНК принят на отметке -2661 м по скважине 50.

В *VII блоке* установлена опробованием скважины 126, по ГИС в скважинах: 126 и 806 пласты продуктивны до отметок -2644,1 м и -2634,4 м. Скважины: 105 и 706 оказались в зоне не коллекторов.

Условный ВНК принят на отметке -2644 м.

VIII блок. Продуктивность залежи доказана опробованием скважин: 52, 57, 66 и 509, где были получены промышленные притоки нефти с различными дебитами.

По результатам ГИС подошвы продуктивных пластов в скважинах: 52, 60, 66, 315, 322, 411, 439, 440, 504, 509, 510, фиксируются на абсолютных отметках: -2616,1 м, -2642,9 м, -2655,8 м, -2610,4 м, -2629,7 м, -2616,3 м, -2647 м, -2640,7 м, -2661,5 м, -2647,9 м, -2635,2 м. Скважина 312 оказалась в зоне не коллекторов.

ВНК принят условно на отметке -2656 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в

скважине 66.

В *IX блоке* залежь установлена опробованием скважины 13, где получен приток нефти дебитом 1,4 м^3/сут при Нср.дин.=365 м до подошвы продуктивного пласта на отметке -2644,5 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах: 13, 125, 506, 507 подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечены на отметках: 2644,5 м, -2638,9 м, -2649,5 м, -2637,4 м. Скважина 19 оказалась в зоне не коллекторов.

ВНК принят на отметке -2650 м по скважине 506.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Залежь Ю-VIIIв установлена опробованием в блоках II, III, IV, V и в блоках I, VI, VII, VIII и IX оконтурена по ГИС.

В *Iа блоке* по ГИС в скважинах: 63, 209, 304, 323 выделяются продуктивные пласты до отметок: -2683,7 м, -2688,0 м, -2691,5 м, -2690,9 м, толщинами соответственно: 4,1 м, 3,3 м, 3,4 м и 8,8 м. Скважины: 59, 120, 121, 211, 212, оказались в зоне не коллекторов.

УВНК принят на отметке -2691 м по скважине 304.

II блок. Продуктивность залежи доказана опробованием скважины 10, где из интервала перфорации 2884-2887 (-2696,4-2699,4) м был получен слабый приток нефти с водой. В дальнейшем была опробована скважина 217, расположенная в южной части, получен промышленный приток нефти дебитом 17 м^3/сут.

В скважинах: 10, 56, 107, 114, 117, 204, 217, 235, 238, 302, 324, 332, 419, 426, по результатам ГИС подошвы продуктивных пластов отмечены на отметке: -2701,3 м, -2673,9 м, 2678,6 м, -2675,8 м, -2692,6 м, -2686,6 м, -2707,6 м, -2705,2 м, -2666,5 м, -2681,8 м, -2679,6 м, -2706 м, -2683,8 м, -2691,5 м. Скважины: 210, 215, 216, 225, 229, 314, 319, 407 оказались в зоне не коллекторов.

УВНК принят на отметке -2708 м по скважине 217.

Залежь в *III и IV блоке* рассматривается совместно с единым ВНК в северной части. Продуктивность доказана опробованием скважин 55 и 102. В скважине 4 при опробовании притока не получено. В дальнейшем была опробована скважина 308, расположенная в южной части, получен приток нефти со средним дебитом 27,5 м^3/сут.

В *III блоке* в скважинах: 4, 55, 101, 115, 116, 220, 402, 406 ,410, по результатам интерпретации материалов ГИС, подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечены на отметках: -2675,3 м, -2652,5 м, -2667 м, -2659,6 м, -2664,5 м, -2682,4 м, -2644,5 м, -2638,7 м, -2656,3 м.

В *IV блоке* отметки продуктивных пластов отмечены в скважинах: 17, 58, 102, 103, 108, 109, 123, 222, 223, 227, 228, 240, 308, 321, 326, 401, 413, 438, по результатам интерпретации материалов ГИС, подошвы нефтенасыщенных коллекторов фиксируется на отметках: -2651,9 м,

-2666,6 м, -2660,1 м, -2642,5 м, -2663,5 м, -2661,1 м, -2658,6 м, -2707,7 м, -2666,5 м, -2703,6 м, -2654,7 м, -2691,8 м, -2696,1 м, -2647,4 м, -2663,3 м, -2659,1 м, -2649,5 м, -2640,1 м.

В скважинах 64 и 119 водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2697,2 м и -2699,0 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 11, 53, 110, 207, 226, 325, 412, 422, 423.

В северной части залежи ВНК принят на отметке -2682 м по скважине 220, в южной части колеблется от -2697 до -2708 м по скважинам 64 и 222.

V блок. Продуктивность доказана совместным опробованием с залежью Ю-VIIIб скважины 111, где получен промышленный приток нефти дебитом 103 м^3/сут на 6 мм штуцере. В дальнейшем была опробована скважина 415, расположенная в южной части, получен приток нефти со средним дебитом 23,0 м^3/сут.

В V блоке подошвы продуктивных пластов отмечены в скважинах: 65, 111, 233, 234, 316, 328, 329, 415, 425, 427, 428, 434, 502, 708, по результатам ГИС фиксируется на отметках: -2676 м, -2641,2 м, -2655 м, -2676,3 м, -2641,7 м, -2662,2 м, - 2643,6 м, -2659,7 м, -2630,9 м, -2636 м, -2649,3 м, -2636,6 м, -2649,5 м, -2620,4 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2677,6 м и -2705,9 м, в скважинах: 65 и 11 соответственно. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 14, 51, 104, 106.

ВНК принят на отметке -2676 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 65.

В *VI блоке* в северной части, ограниченной с юга зоной глинизации скважин: 2, 50, 420, 432, 433, 701, 703. По данным ГИС в скважинах: 62, 112, 124, 404, 409 и 418 пласты продуктивны до отметок: -2665,4 м, -2641,4 м, -2677,5 м, -2670,5 м, -2653,3 м, -2668,7 м, а водонасыщенный пласт отмечается с отметки: -2670,2 м в скважине 418.

ВНК принят условно на отметке -2678 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 124.

В *VII блоке* в скважинах: 126, 706, 806, расположенных в южной части, ограниченные с севера зоной не коллектора в скважине 105 выделены по ГИС продуктивные пласты до отметок -2648,5 м, -2661,2 м, -2640,9 м.

Условный ВНК принят на отметке -2661 м по скважине 706.

В *VIII блоке* в скважинах: 60, 66, 315 и 411 по результатам ГИС подошвы нефтенасыщенных коллекторов находятся на отметках: -2664,3 м, -2666,8 м, -2638,5 м, и -2638,2 м, а водонасыщенный коллектор в скважине 66 начинается с отметки -2677,4 м.

Залежь в этом блоке ограничена большой зоной глинизации в скважинах: 52, 57, 312, 322, 439, 440, 509, 510.

ВНК принят на отметке -2667 м по скважине 66.

В *IX блоке* в скважинах: 19, 125, 506 и 507 по ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор до отметки: -2670,7 м, -2664,9 м, -2669,5 м, -2651,4 м. В скважинах: 19 и 506 водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2676,3 и -2674,4 м. В скважине 13 пласты заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2671 по скважине 19 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Ю-IX горизонт

Ю-IX горизонт является самым распространенным по площади, только в скважинах: 67, 120, 127 и 610 пласты-коллекторы заглинизированы. Горизонт продуктивен во всех блоках, за исключением IX, X и XI.

I блок.

I блок разделен на подблоки Iа и Iб прослеживающийся спорадически нарушением F_1`. В скважине 63 из перфорированного интервала 2895-2899 м (-2705,2-2709,2) был получен слабый приток воды с пленкой нефти при среднединамическом уровне 1617 м. Позднее опробованы скважины 200 и 205. В скважине 200, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2908-2911 м, получен приток нефти с попутным газом дебитом 5 $м^3$/сут. В скважине 205, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2897-2914 м, получен приток нефти средним дебитом 4,1 $м^3$/сут.
В Iа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 122, 200, 201, 202, 203, 205, 208, 300, 305 и 306, пласты продуктивны до отметок: -2734,2 м, -2722,7 м, -2714,2 м, -2728,9 м, -2718,3 м, -2716,2 м, -2731,5 м, -2731,9 м, -2711,7 м, -2729,7 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2748,9 м и 2734,9 м, в скважинах: 12 и 307.

В Iб блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 59, 63, 121, 209, 211, 212, 304, 319, 323, пласты продуктивны до отметок: -2725,3 м, -2718,6 м, -2725,3 м, -2717,7 м, -2707,4 м, -2716,6 м, -2727,8 м, -2723,5 м, -2714,5 м. Пласт-коллектор замещен плотными породами в скважине 120. ВНК принят на отметке -2734 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 122.

В *блоке II* залежь установлена опробованием скважин 56 и 114, где получены различные притоки нефти. Позднее опробована скважина 216, где при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2875-2890 м, после ГРП получен приток нефти с попутным газом дебитом 40 $м^3$/сут.
Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 56, 107, 114, 117, 204, 210, 215, 216, 217, 229, 235, 302, 314, 324, 332, 407, 426. В скважинах: 56, 215, 217, 235, 332, 426 по данным ГИС самые низкие подошвы нефтенасыщенных коллекторов до отметок: -2710,6 м, -2710,4 м, -2720,2 м, -2729,7 м, -2717 м, -2722,3 м. В скважине 10 с отметки -2713,6 м выделен водонасыщенный коллектор.

УВНК по югу принят на отметке -2720 м по скважине 217, пробуренной южнее скважине 117. В северной части ВНК принят на отметке -2713 м по скважине 10.

В *блоке III* продуктивность установлена опробованием скважин: 55, 101 и 116. Позднее опробованы скважины: 402, 406 и 410. В скважине 402, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2878-2886 м, получен приток нефти. В скважине 406, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2852,5-2865,5 м, получен приток нефти средним дебитом 28 м^3/сут. В скважине 410, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2865-2871 м, получен приток нефти дебитом 30 м^3/сут.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 4, 55, 101, 115, 116, 214, 220, 221, 238, 402, 406, 410. По данным ГИС в скважинах: 4, 101, 115, 220, 221, 238, 406 самые низкие подошвы нефтенасыщенных коллекторов находятся на отметках: -2697,2 м, -2708 м, -2701,6 м, -2713,4 м, -2713,6 м, -2702,5 м, -2697,7 м соответственно.

ВНК принят условно на отметке -2713 м по скважине 220.

В *IV блоке* продуктивность установлена опробованием скважин: 17, 53, 103 и 123, где получены различные дебиты нефти. Позднее опробованы скважины: 207, 325 и 412. В скважине 207, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2851-2864 м, получен приток нефти средним дебитом 14 м^3/сут. В скважине 325, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2855,5-2865,5 м, 2868-2871 м, 2872,2-2873,2 м, 2876-2879 м, после ГРП получен приток нефти средним дебитом 50 м^3/сут. В скважине 412, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2838-2853 м, 2862-2866 м, получен приток нефти средним дебитом 16 м^3/сут.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 17, 53, 58, 102, 108, 109, 110, 123, 207, 222, 223, 226, 227, 228, 240, 321, 325, 326, 412, 413, 422,423, 438.

По данным ГИС самые низкие отметки нефтенасыщенных пластов в скважинах: 102, 108, 222, 223, 227, 240 ,423 подошвы которых фиксируются на отметках: -2701,9 м, -2702 м, -2728,3 м, -2712,4 м, -2721,8 м, -2720,7 м, -2711,1 м, соответственно. В скважинах 64, 119 и 308 в южной части водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2723,7 м, -2723,3 м, -2745,3 м.

В южной части ВНК принят в пределах -2723-2728 м по скважинах 222 и 119.

В северной части в подблоке IVa ВНК условно принят совместно с III блоком на отметке -2713 м. В северной части с целью не увеличения площади нефтеносности ВНК принят условный по скважине 110 на отметке -2698 м.

В *блоке V* залежь установлена опробованием скважин: 51, 106, в которых получена различные притоки нефти. Позднее опробованы скважины: 316, 329, 425, 428 и 708. В скважине 316, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2862-2872 м, получен приток нефти средним дебитом 25 м^3/сут. В скважине 329, при испытании горизонта Ю-IX в интервале 2842-2854 м, после ГРП получен приток углеводорода с падающим дебитом. В скважине 425, при освоении горизонта Ю-IX в интервале 2832-2845 м, после ГРП получен слабый приток нефти дебитом 7 м^3/сут, на 10 мм штуцере. В скважине 428, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2854-2860

м, 2862-2866 м, 2869,5-2872,5 м, после ГРП получен приток нефти средним дебитом 34,5 м^3/сут. В скважине 708, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2838,6-2843 м, после ГРП получен слабый приток нефти дебитом 0,5 м^3/сут.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 51, 104, 106, 111, 233, 316, 328, 329, 415, 425, 427, 428, 434, 502, 708. Самые низкие отметки продуктивных пластов отмечены в скважинах: 233, 328, 415, 427, 428 до отметок -2687,8 м, -2675 м, -2673,9 м, -2687,6 м, -2679,5 м. Водонасыщенные пласты начинаются с отметки -2686,3 м, -2684,4 м, -2684,5 м, в скважинах: 328, 415 и 428.

В северной части ВНК принят на отметке -2684 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 502. В южной части ВНК принят на отметке -2684-2688 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 502 и 427.

В *VI блоке* продуктивность установлена опробованием скважин: 50, 62 и 112, где получены различные дебиты нефти. Позднее опробованы скважины: 124, 432 и 703. В скважине 124, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2877,4-2881 м, получен приток нефти средним дебитом 9 м^3/сут. В скважине 432 при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2848-2858 м, получен приток нефти средним дебитом 10 м^3/сут. В скважине 703 при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2857-2871 м, получен приток нефти средним дебитом 30 м^3/сут.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 2, 50, 62, 112, 124, 404, 409, 418, 420, 432, 433, 701, 703. Кроме скважины 2, остальные все скважины находятся в эксплуатации на дату выполнения отчета. Самые низкие отметки продуктивных пластов отмечены в скважинах: 50, 62, 124, 418, 433 до соответствующих отметок -2711,7 м, -2692,8 м, -2694,7 м, -2702,5 м, -2698,5 м. В скважине 124 расположенной в северной части с отметки: -2710,1 м пласт водоносен.

В северной части ВНК принят на отметке -2710м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 124. В южной части ВНК принят на отметке -2712 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 50.

В *VII блоке* пробуренные четыре скважины: 105, 126, 706 и 806 опробованы, получены различные притоки нефти. В скважине 706, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2856,5-2869,5 м получен приток нефти с дебитом 6,0-7,0 м^3/сут. В скважине 806, при испытании горизонта Ю-IX с интервала 2846,5-2856 м и 2868-2875 м получен приток нефти с дебитом 16 м^3/сут.

По данным ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов в скважинах: 105, 126, 706, 806, фиксируются на отметках: -2668,9 м, -2697,3 м, -2694,7 м и 2688,5 м.

УВНК принят на отметке -2697 м по скважине 126.

Блок VIII. Продуктивность доказана опробованием скважины 52, где был получен приток

нефти дебитом 4 м^3/сут при Нср.дин.=1121,5 м до отметки -2658,7 м, по данным ГИС подошва опробованного нефтенасыщенного пласта находится на отметке -2665,2 м.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 52, 57, 312, 315, 322, 411, 439, 440, 504, 509, 510, подошвы нефтенасыщенных пластов фиксируется на отметках: -2665,2 м, -2673,8 м, -2676,5 м, -2671,1 м, -2680,2 м, -2675,4 м, -2690 м, -2675,4 м, -2712,5 м, -2674,2 м, -2691,4 м, а кровли водонасыщенных пластов начинаются с отметок -2674,3 м, -2692,2 м, -2682,3 м, -2683,7 м, -2674,1 м, в скважинах: 57, 66, 411, 440 и 509. В скважине 509 по ГИС отмечается прямой контакт нефть-вода на отметке -2674,2 м.

ВНК принят на отметке -2674-2677 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважинах: 57 и 312. В южной части в районе скважины: 439 и 510, ВНК принят на отметке -2691 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 510.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Ю-Х горизонт.

Ю-Х горизонт. Общая толщина горизонта достигает 100 м. В пределах горизонта выделены пласты **а, б, в**, к которым приурочены одноименные залежи нефти.

Залежь Ю-Ха приурочена к кровельной части горизонта.

Нефтеносность залежи Ю-Ха доказана опробованием в блоках: I, II, III, IV и оконтурена по ГИС в блоках V, VI, VIII.

I блок.

I блок разделен на подблоки Iа и Iб прослеживающийся спорадически нарушением F_1`. Продуктивность доказана опробованием скважин: 59, 63, 121, 122. Позднее опробованы скважины: 200, 202, 203, 208, 238, 306, 314, 402, 409, 510, где были получены различные притоки нефти, из них скважины: 63, 121, 122, 202, 203, 208, 238, 314, 402, 409, 510 находятся в эксплуатации.

В Iа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 122, 200, 201, 202, 203, 205, 208, 300, 305, 306, пласты продуктивны до отметок: -2757,7 м, -2765,3 м, -2755,3 м, -2771,9 м, -2752,3 м, -2755,3 м, -2762,5 м, 2752,5 м, 2755,9 м, а водонасыщенный пласт отмечается с отметки: -2818,1 м, в скважине 12. Пласты заглинизирован в скважине 307.

В Iб блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 59, 63, 120, 121, 209, 211, 212, 304, 319, 323, пласты продуктивны до отметок: -2752,4 м, -2763 м, -2760,4 м, -2769,5 м, -2759,6 м, -2744,5 м, -2748,2 м, -2761,8 м, 2756,8 м, -2753,1 м. Пласт-коллектор замещен плотными породами в скважине 120.

ВНК принят на отметке -2772 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 202.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная с элементами литологического замещения.

Блок II. Продуктивность блока доказана опробованием скважины 56, где был получен слабый приток нефти до отметки -2729,8 м. Позднее опробована скважина 426, где в результате испытания горизонта-Ха с интервалов: 2929,5-2933,5 м, 2936,5-2938 м, 2940,5-2943 м, 2944-2945 м, после ГРП получен приток нефти дебитом 18-19 $м^3$/сут.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 56, 107, 114, 117, 204, 210, 215, 216, 217, 225, 235, 302, 314, 324, 332, 407, 426, подошва нефтенасыщенных пластов по ГИС фиксируются на отметках: -2735,7 м, -2737 м, -2736,4 м, -2751,3 м, -2741,1 м, -2751,8 м, -2747,6 м, -2737,5 м, -2759,1 м, -2757,6 м, -2758,8 м, -2740,2 м, -2741,3 м, -2751,9 м, -2758,5 м, -2737,5 м, -2757,9, а в скважине 332 водонасыщенный пласт отмечен с отметки: -2776,4 м. Коллекторы замещены плотными породами в скважине 10.

Условный ВНК принят на отметке -2759 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 332.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В *блоке III* нефтеносность установлена опробованием скважин 4, 55 и 101, давших различные притоки нефти. Позднее опробована скважина 402, где в результате испытания горизонта-Ха с интервала: 2920,5-2925 м, после ГРП получен приток нефти.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 4, 55, 101 115, 116, 214, 220, 221, 238, 402, 410. По данным ГИС в скважинах: 4,101,116,214,220 самые низкие отметки подошвы нефтенасыщенных пластов фиксируются на отметках: -2740 м, -2734,6 м, -2730,3 м, -2746,1 м, -2738 м.

Условный ВНК принят по подошве продуктивного пласта на отметке -2740 м по скважине 4.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологический экранированная.

Блок IV. При опробовании скважины 58 получен слабый приток нефти до подошвы продуктивного по ГИС пласта на отметке -2725,1 м, в настоящее время скважина находится в эксплуатации.

IV блок разделен нарушением F_4 на подблоки IVа и IVб.

В IVа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 103, 207, 222, 223, 240, 308, 321, 326, 412, 438, пласты продуктивны до отметок: -2692,8 м, - 2694,9 м, -2748,6 м, -2718,9 м, - 2747,4 м, -2753,6 м, -2706,9 м, -2735,1 м, -2700,4 м, -2723,6 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2752,1 м, -2760,5 м, -2763,3 м, -2756,5 м, в скважинах соответственно: 64, 222, 227, 308. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 102, 108, 123, 401.

В IVб блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 17, 58, 228, 413, 423, пласты продуктивны до отметок: -2713 м, -2725,1 м, -2707 м, -2699 м, 2720 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 53, 109, 110, 119, 226, 325, 422.

ВНК принят в пределах -2752-2754 м по кровле водоносного пласта в скважине 64 и по подошве продуктивного пласта в скважине 308.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологический экранированная.

Блок V. Продуктивность предполагается по данным ГИС, в скважинах: 51, 65, 104, 233, 425, 428, 502, 708, пласты-коллекторы оцениваются нефтенасыщенными до отметок -2699,1 м, -2745,2 м, -2681,7 м, -2721,4 м, -2682,5 м, -2708,8 м, -2702,1 м и 2684,1 м, соответственно. В скважинах: 14, 106, 111, 316, 328, 329, 415, 427, 434, коллекторы замещены глинистыми породами.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологический экранированная.

ВНК условно принят на отметке -2745 м по скважине 65.

Блок VI. Залежь в этом блоке опробованием не охвачена. В скважинах: 50, 62, 112, 124, 404, 409, 418, 432, 701, 703, по данным ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов находятся на отметках: -2727,8 м, -2725,7 м, -2712,8 м, -2727,2 м, -2720,2 м, -2711,9 м, -2729,3 м, -2695,3 м, -2716,7 м, -2707,2 м. В скважинах: 62 и 124 кровля водонасыщенного пласта начинается с отметок: -2729,6 м и -2740,1 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 2, 420 и 433. ВНК принят на отметке -2728 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 50.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Блок VIII. Залежь в этом блоке опробованием не было охвачена. Позднее опробована скважина 510, где в результате испытания горизонта-Ха с интервала: 2887-2899 м, после ГРП получен приток нефти дебитом 33-35 $м^3$/сут.

В VIII блоке продуктивность по ГИС предполагается в скважинах: 52, 312, 439 и 510 до отметок: -2677,9 м, -2683,1 м, -2712 м, -2715,4 м. Водонасыщенные пласты отмечаются на отметках: -2701,1 м, -2731,6 м, -2695,8 м, -2685,4 м, -2699,5 м, -2704,9 м, -2735,4 м, -2713,3 м, в скважинах: 57, 66, 312, 315, 411, 440, 504, 509. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 60 и 322.

ВНК принят на отметке -2683,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 312. В районе скважины: 439 и 510, УВНК принят на отметке -2715 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 510.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь Ю-Хб.

Залежь Ю-Хб общей толщиной до 50 м. Залежь продуктивна во всех блоках, за исключением блока XI. Продуктивность залежи доказана опробованием в блоках: I, V, VII, VIII и IX и оценена по ГИС в блоках II, III, IV, VI и X.

Блок I из-за несоответствия характера насыщения условно разделен на два подблока: Iа и Iб.

Продуктивность установлена опробованием скважин: 63, 121, 122, позднее опробованы следующие скважины: 203, 208, 306 в которых получены промышленные притоки нефти. При опробовании скважины 306 притока нефти не получено, пласт «сухой».

В Iа блоке в скважинах: 305 и 201, расположенных в чистонефтяной зоне, по данным ГИС подошвы продуктивных пластов фиксируются на отметках: 2769,1 м и -2777,4 м, а в скважинах: 122, 202, 203, 208, 300, 306, расположенных в водонефтяной зоне, по данным ГИС подошвы продуктивных пластов фиксируются на отметках: -2777,3 м, -2784,4 м, -2771,2 м, -2779 м, -2784,1 м, -2776,6 м, а водонасыщенные пласты отмечаются на отметках: -2779,7 м, -2787,1 м, -2796,5 м, -2785,5 м, -2790 м, -2795,2 м, -2786 м, -2795,6 м, в скважинах:122, 200, 202, 203, 208, 300, 306 и 307.

В Iб блоке в скважинах: 63, 120, 212, 304, 323, расположенных в чистонефтяной зоне, по данным ГИС подошвы продуктивных пластов фиксируются на отметках: -2775,8 м, -2781,8 м, -2785,8 м, -2786,7 м, 2785,3 м, а в скважинах: 59, 121, 209, 319, расположенных в водонефтяной зоне, по данным ГИС подошвы продуктивных пластов фиксируются на отметках: -2783,8 м, -2783,5 м, -2782,5 м, -2787,9, а водонасыщенные пласты отмечаются на отметках: -2786,1 м, -2791,7 м, -2793,6 м, в скважинах:59, 121, 209. Пласты заглинизирован в скважине 211.

Для Iа блока, ВНК принят на отметке -2780-2784 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 122 и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 202. Для Iб блока, в южной части ВНК принят на отметке -2786-2787 м, по кровле водонасыщенного пласта в скважине 59 и по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 304. В северной части Iб блока, ВНК принят на отметке -2786-2788 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважинах 212 и 319.

Блок II. В скважинах 56, 107 и 324 по данным ГИС пласты-коллекторы характеризуются продуктивными до отметок: -2755,9, -2752,3 м и -2756,3 м, а водонасыщенные коллекторы начинаются с отметок: -2759,4 м, -2756,3 м и -2763,8 м соответственно. Водонасыщенные коллекторы отмечаются с отметок: -2756,4 м, -2755,6 м и -2758,4 м в скважинах 114, 117, 314.
ВНК принят на отметке -2756 м по скважинам 56 и 324. Пласты заглинизированы в скважинах:10, 217, 302.

Блок III. В скважине 4 при совместном опробовании с залежью Ю-Ха получен слабый приток нефти дебитом 0,82 м3/сут. при среднединамическом уровне 1612,5 м до подошвы продуктивного по ГИС пласта на отметке -2767,7 м. Позднее опробована скважина 406, с интервала 2942,5-2952,5м получен приток нефти дебитом 5,2 м^3/сут.

Продуктивность предполагается по данным ГИС, в скважинах: 4, 55, 101, 115, 116, 214, 220, 221, 402, 406, 410, пласты-коллекторы оцениваются нефтенасыщенными до отметок: -2767,7 м, -2739,4 м, -2757,2 м, -2749,7 м, -2763,6 м, -2763,8 м, -2779,7 м, -2760,3 м, -2753,7 м, -2757,6 м, -2756,1 м соответственно. В скважине 220 пласт продуктивен до отметки -2779,7 м, а с отметки -

2786,3 м водоносен.

ВНК принят на отметке -2780 м по скважине 220.

Блок IV из-за несоответствия характера насыщения разделен на два подблока IVа и IVб, в которых продуктивность предполагается по ГИС.

В *подблоке IVа* в скважине 103 при опробовании получен слабый приток нефти Qн=0,85 $м^3$/сут. при Нср.дин=1079 м до отметки -2726,1 м. При опробовании скважины 102 притока не получено.

По данным ГИС в скважинах: 102, 103, 108, 123, 207, 222, 223, 240, 321, 401, 412, 438, пласты-коллекторы оцениваются как продуктивные до отметок: -2749,4 м, -2730,5 м, -2759,4 м, -2756,9 м, -2721,7 м, -2778,9 м, -2753,1 м, -2771,9 м, -2732,9 м, -2759,6 м, -2730,4 м, -2739 м. Водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2783,8 м, -2775,8 м, -2784,0 м, -2780 м и -2763,0 м в скважинах: 64, 227, 240, 308, 401.

ВНК для северной части принят на отметке -2760 м по подошве продуктивного пласта в скважине 401, для южной части на отметке -2776-2779,0 по подошве продуктивного пласта в скважине 222.

В *подблоке IVб* в скважине 110 при опробовании получен слабый приток воды дебитом 1,03 $м^3$/сут при Н ср.дин.=1546 м.

По данным ГИС в разрезе скважин: 17, 53, 58, 109, 110, 226, 228, 413, 423, пласты-коллекторы оцениваются как продуктивные до отметок: -2728,3 м, -2730,6 м, -2749 м, -2743,3 м, -2755 м, -2759,3 м, -2734,8 м, -2729,4 м, -2760,6 м. В скважинах: 58 и 110 водонасыщенные пласты фиксируются с отметок -2760,0 м и -2756,7м. Пласты заглинизированы в скважинах: 119 и 422. Для северной части ВНК принят на отметке -2755 м по скважине 110, для южной части -2761 м по подошве продуктивного пласта в скважине 423.

В *блоке V* в скважине 51 при опробовании получен слабый приток нефти дебитом 0,16 $м^3$/сут при Н ср.дин.=1349 м, в дальнейшем были опробованы скважины 428 и 42. При опробовании скважины 425 был получен приток нефти дебитом 5,7 $м^3$/сут. При опробовании скважины 428 был получен промышленный приток нефти дебитом 10 $м^3$/сут.

По данным материалов ГИС пласты-коллекторы в скважинах: 51, 104, 106, 233, 316, 328, 329, 415, 425, 427, 428, 434, 502, 708, являются продуктивными до отметок: -2733,4 м, -2732,1 м, -2728 м, -2719,9 м, -2730,6 м, -2737,1 м, -2724,3 м, -2718,6 м, -2741 м, -2731,8 м, -2722 м, -2730,1 м, -2714,1 м, а с отметки: -2750 м, 2746,4 м характеризуется водонасыщенным в скважинах: 328 и 428. В скважинах: 14, 65, 234 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2744,8, -2761,4 и -2770,0 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 111 и 118.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 427 на абсолютной отметке -2741 м.

В *блоке VI* опробованием продуктивность не подтверждена. По материалам ГИС в скважинах: 62, 112, 409, 418, 420, 432, 701, 703, подошвы нефтенасыщенных пластов находятся на отметках; -2741,7 м, -2740 м, -2742,3 м, -2744,5 м, -2746,4 м, -2726,4 м, -2747,4 м, -2749,6 м, в скважинах: 62, 418, 420, 703 кровля водонасыщенного пласта на отметках: -2753,2 м, -2751 м, -2756,2 м, -2750,9 м. В скважинах: 50 и 124 водонасыщенные пласты фиксируются с отметок: -2751,8 и -2756,4 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 404 и 433.

ВНК принят на отметке -2747-2750 м по скважинам 701 и 703.

В *блоке VII* продуктивность доказана опробованием скважин 105, при опробовании получен слабый приток нефти дебитом 0,11 м^3/сут при среднединамическом уровне 715 м до подошвы продуктивного по ГИС пласта-коллектора толщиной 3,4 м (Кнг=0,67) на отметке -2713,0 м, а с отметки -2721,6 м пласт характеризуется как водонасыщенный. В скважинах: 126 и 706 пласты водонасыщенные с отметки: -2729,3 и -2743 м. В скважине 806 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят на отметке -2713 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 105.

В *блоке VIII* продуктивность доказана опробованием скважин 52 и 60, где получены промышленные притоки нефти до подошв продуктивных пластов на абсолютных отметках -2728,3 и -2744,9 м. Позднее опробована скважина 411, где в результате испытания горизонта-Хб с интервала: 2911-2917 м, после ГРП получен приток нефти дебитом 6,5 м^3/сут.

В скважинах: 52, 60, 66, 312, 315, 322, 411, 439, 504, 509, пласты продуктивны до отметок: -2728,3 м, -2744,9 м, -2773,4 м, -2707 м, -2729,8 м, -2733,8 м, -2737,1 м, -2758,2 м, -2749,8 м. В скважине 312 пласт водонасыщен с отметки -2713,8 м. Коллекторы отсутствуют в скважинах: 57, 440 и 510.

Условный водонефтяной контакт принят на отметке -2773 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 66.

Блок IX. Промышленная продуктивность залежи доказана опробованием скважины 13, где при совместном опробовании с залежью Ю-XI была получена нефть дебитом 102 м^3/сут через 7 мм штуцер до подошвы продуктивного по ГИС пласта на отметке -2767,5 м. В скважине 125 при опробовании получен приток нефти дебитом 121 м^3/сут через 8 мм штуцер до подошвы коллектора на абсолютной отметке -2770,7 м. В скважине 506 при опробовании получен приток нефти дебитом 24 м^3/сут до подошвы продуктивного по ГИС пласта на отметке -2775,0 м. В скважине 507 при опробовании получен приток нефти дебитом 53-55 м^3/сут. В скважине 19 при опробовании была получена вода, по ГИС пласт водоносен с отметки -2767,8 м.

В скважинах: 13, 125, 506, 507, пласты продуктивны до отметок: -2767,5 м, -2770,7 м, -2775 м, -2770,1 м. В скважине 19 пласт водонасыщен с отметки -2767,8 м.

ВНК принят в пределах -2768-2775 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 19 и

подошве продуктивного пласта в скважине 506.

В этом же блоке через небольшой прогиб в скважине 610 выделены 3 по ГИС пропластка толщинами 0,9; 0,8 и 0,8 м. По данным ГИС пласты продуктивны до отметки -2768 м, которая принята за условный ВНК.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Залежь Ю-Хв

Залежь Ю-Хв общей толщиной до 50 м продуктивна во всех блоках, за исключением блоков II, IX и XI. Установлена опробованием в блоках: I, IVб, V и VIII, предполагается по ГИС в блоках: III, IVа, VI, VII, X.

I блок.

I блок разделен на подблоки Iа и Iб прослеживающийся спорадически нарушением F_1`. Продуктивность залежи доказана опробованием скважины 307, в которой был получен приток нефти дебитом 5 м^3/сут до подошвы продуктивного пласта на отметке -2833,1 м.

В Iа блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 122, 200, 202, 203, 208, 300, 306, 307, пласты продуктивны до отметок: -2816,9 м, -2824,8 м, -2829,5 м, -2832,9 м, -2830 м, -2834 м, -2809,5 м, -2833,1 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2840,2 и -2837,5 м, в скважинах: 208 и 306 соответственно. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 201, 205 и 305.

В Iб блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 59, 63, 209, 212, 304, 319, 323, пласты продуктивны до отметок: -2819,6 м, -2837,1 м, -2810 м, -2807 м, -2803,4 м, -2837,8 м, -2801,5 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметки: -2836 м и 2840,4 м, в скважинах: 59 и 120 соответственно. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 121 и 211 ВНК принят в пределах -2836-2838 м по кровле водоносного пласта в скважине 59 и по подошве продуктивного пласта в скважине 319.

Блок II. Только в скважине 332, ограниченной с юга зоной глинизации, по ГИС выделяется коллектор толщиной 4,5 м до отметки -2841,4 м. В скважинах: 10, 56, 107, 114, 117, 204, 210, 215, 216, 217, 235 314, 324, 419, кровля водонасыщенных коллекторов находится на отметках: -2816,4 м, -2772,4 м, -2778,6 м, -2782,3 м, -2799,6 м, -2790,3 м, -2796,5 м, -2783,1 м, -2787,1 м, -2829,8 м, -2811,9 м, -2789 м, -2801,7 м, -2818,3 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 225, 229, 302, 407.

ВНК принят на отметке -2829,8 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 217.

Блок III. Продуктивность залежи доказана опробованием скважины 406, в которой был получен приток нефти дебитом 5,2 м^3/сут. В скважине 4 при опробовании притока не получено.

По данным ГИС в разрезе скважин: 101, 214, 220, 402, 406, 410, подошвы нефтенасыщенных коллекторов находятся на отметках: -2784,7 м, -2810,2 м, -2815,9 м, -2774,4 м,

-2764,5 м, -2795,2 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах 4, 55 и 116. ВНК принят условно на отметке -2816 м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 220. *Блок IV* из-за несоответствия характера насыщения разделен на два подблока IVа и IVб, в которых залежь предполагается по ГИС и доказана опробованием.

В *подблоке IVа* в скважинах: 102, 103, 123, 207, 321, 401, 412, 438, пласты по данным ГИС продуктивны до отметок: -2755,8 м, -2761,1 м, -2776,4 м, -2797,6 м, -2750 м, -2788,1 м, 2765,9 м, -2784,2 м, а с отметок: -2778,8 м, -2788 м, -2799,1 м, -2789,6 м пласты характеризуются водонасыщенными в скважинах: 102, 123, 207, 401. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважинах: 64, 222 и 227.

ВНК принят для северной части на отметке -2788 м, для южной части на отметке -2778 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 223 и по подошве продуктивного пласта в скважине 401.

В *подблоке IVб* продуктивность доказана опробованием скважин: 17, 53, 58, 228 и 413, в которых получены различные притоки нефти.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 17, 53, 58, 109, 110, 228, 325, 413, 422, 423. Самые низкие отметки продуктивных пластов в скважинах: 58, 109, 325, 422 и 423 фиксируются до отметок: -2792,4 м, -2780,2 м, -2806,9 м, -2801 м, -2797,1 м. В скважине 226 с отметки -2800,9 м пласт водонасыщен.

ВНК принят на отметке -2798 м по скважине 423, которая пробурена в наиболее погруженной части.

Блок V. Продуктивность доказана опробованием скважин 14, где получен слабый приток нефти до отметки-2788,7 м. В скважинах: 51, 425 и 428 получены различные притоки нефти.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах: 14, 51, 65, 104, 106, 233, 316, 328, 329, 415, 425, 427, 428, 434, 502, 708, выделены нефтенасыщенные коллекторы до отметок: -2790,7 м, -2775,5 м, -2780,8 м, -2761 м, -2776,1 м, -2785,7 м, -2747,8 м, -2769,2 м, -2750 м, -2759,5 м, -2767 м, -2758 м, -2768,3 м, -2761 м, -2767,2 и -2761 м. В скважине 14 по данным ГИС вскрыт раздел нефть-вода на отметке -2790,7 м. В скважинах: 65, 415 и 428 водонасыщенные пласты начинаются с отметок -2793,1 м, -2789,7 м, 2780,5 м. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 111, 118 и 234.

ВНК для северной части принят на отметке -2791 м по подошве продуктивного пласта в скважине 14, для южной части принят по кровле водонасыщенного пласта в скважине 428 и по подошве продуктивного пласта в скважине 233 на отметках: -2781-2785 м.

Блок VI. В скважинах: 2, 50 112, 418, 420, 432, 433, 701, 703, по результатам ГИС выделены продуктивные коллекторы до абсолютных отметок: -2734,9 м, -2787,2 м, -2747,5 м, -2776,4 м, -2796,4 м, -2767,8 м, -2770 м, -2762,2 м, -2787 м, а с отметок: -2790,2, -2791,4 и -2796,5 м

начинаются водонасыщенные пласты в скважинах: 50, 62 и 124. Пласты-коллекторы заглинизированы в скважинах: 404 и 409.

ВНК принят на отметке -2787 м по скважине 50.

Блок VII. По данным ГИС в скважинах: 105, 126, 706 и 806 подошвы нефтенасыщенных коллекторов фиксируются на отметках: -2766,3 м, -2784,6 м, -2797,6 м, и -2780,4 м.

Условный УВНК принят на отметке -2798 м по подошве продуктивного пласта в скважине 706.

Блок VIII. Продуктивность установлена опробованием скважин: 60 и 440, где получены различные промышленные притоки нефти.

По данным ГИС в скважинах: 52, 60, 312, 322, 440, подошва нефтенасыщенных пластов фиксируется на отметках: -2757,3 м, -2761,7 м, -2752,1 м, -2751,4 м, -2767,6 м, а водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2777,3 м, -2748,6 м и -2765,3 м, в скважинах: 57, 315 и 509.
По данным ГИС в районе скважин: 439 и 510 подошва нефтенасыщенных пластов фиксируется на отметках: -2786 м и -2791,1 м, а водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2792,9 м в скважине 66. В скважине 411 пласты-коллекторы заглинизированы.

ВНК принят в пределах -2765-2768 м по кровле воды в скважине 509 и подошве продуктивного пласта в скважине 440.

В районе скважин: 439 и 510, ВНК принят на отметке -2791м по подошве продуктивного пласта в скважине 510.

В *X блоке* продуктивность предполагается по ГИС в скважинах: 61 и 127, где подошвы нефтенасыщенных коллекторов отмечаются на отметках: -2733,7 м и -2753,9 м. В скважине 61 с отметки -2748,9 м пласты водонасыщенны.

ВНК принят в пределах -2449-2754 м по скважинам: 127 и 61.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Ю-XI горизонт

Ю-XI горизонт приурочен к нижнеюрскому базальному песчанику, залегающему на размытой поверхности доюрских образований. В восточной части структуры в районе блоков: VII, VIII, X и XI присводовая часть размыта (район скважин: 13, 52, 54, 60, 61, 69, 105, 312, 315, 322, 411, 440, 504, 701, 706).

Промышленная продуктивность Ю-XI горизонта доказана опробованием в блоках I, II, III, IV, V, VI, VIII и только в IX блоке – по ГИС.

Блок I из-за характера насыщения разделен на два подблока Iа и Iб.

Подблок Iа. Продуктивность залежи в этом блоке доказана опробованием скважин: 200, 201, 202, 203, 208, 300, 305 и 307, из них в скважинах: 201, 203, 208, 300, 305 были получены различные промышленные притоки нефти. В скважинах: 200 интервал 3047-3063 м, 202 интервал

3084,5-3090,5 м, 304 интервал 3045-3060 м и 307 интервал 3061-3066 м, при опробовании получены притоки воды. В скважинах 200 и 307 по ГИС фиксируется прямой контакт на отметках -2870,8 и -2879,0 м.

В скважине 202 пласт продуктивен до отметки -2903 м, а с отметки -2903,9 м пласт водонасыщен, из-за низкой отметки продуктивного пласта район скважины 202 отделен условным нарушением. ВНК принят на отметке -2903 м.

По материалам ГИС в скважинах: 122, 200, 201, 203, 205, 208, 300, 305, 306, 307 коллекторы продуктивны до отметок: -2887,9 м, -2870,8 м, -2888,6 м, -2874,1 м, -2895,1 м, -2887,7 м, -2898,4 м, -2884 м, -2896,4 м, -2879 м, в скважинах 122 и 307 прямой раздел нефть-вода находится на отметке -2887,9 м и 2879 м, а водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2887,9 м, -2870,8 м, -2874,1 м, -2898,4 м, -2896,9 м, -2879 м в скважинах: 122, 200, 203, 300, 306, 307.

ВНК принят в интервале -2879 -2889 м по подошве продуктивного пласта по скважинам 307 и 122. Для южной части ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 202.

Подблок Iб. Продуктивность залежи в этом блоке доказана опробованием всех скважин: 59, 63, 120, 209, 211, 212, 304, 323, за исключением скважины 121. В скважине 304 при опробовании интервала 3045-3060 м, получен приток пластовой воды. Все скважины находятся в эксплуатации, кроме скважин: 59 и 211.

По ГИС в скважинах: 59, 63, 120, 121, 209, 211, 212, 229, 304, 323, пласты продуктивны до отметок: -2885,6 м, -2886,5 м, -2888,3 м, -2884,8 м, -2878,1 м, -2863,1 м, -2867,8 м, -2868,4 м, -2877,1 м, -2879,3 м. В скважине 121 по ГИС фиксируется прямой контакт нефть-вода на отметке -2884,8 м. В скважине 304 водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2877,1 м.

Для северной части ВНК принят на отметке -2885 м по подошве продуктивного пласта скважине 121, для южной части на отметке -2888 м по скважине 120.

Блок II. Продуктивность залежи доказана опробованием всех скважин, за исключением 114 и 221, во всех скважинах получены промышленные притоки нефти, за исключением скважины 217, расположенной в южной части, где был получен приток пластовой воды в интервале 3051-3081 м (-2863,3-2887,5). По данным ГИС в этой скважина фиксируется контакт нефть-вода на отметке -2887,5 м. В скважине 10 получена пластовая вода с кровли коллектора с отметки -2854,0 м. Скважина 10 отделена нарушением f1.

Продуктивные пласты по результатам ГИС отмечены в скважинах: 56, 107, 114, 117, 204, 210, 215, 216, 217, 221, 225, 235, 238, 302, 314, 319, 324, 332, 407, 419, 426, по данным ГИС отметки продуктивных пластов отмечены на отметках: -2845,1 м, -2851,2 м, -2841,8 м, -2871,7 м, -2855,6 м, -2855,9 м, -2863 м, -2847,3 м, -2887,5 м, -2840,9 м, -2876,7 м, -2882,4 м, -2836,4 м, -2845,9 м, -2854,3 м, -2878 м, -2866,5 м, -2882 м, -2847,6 м, -2843,2 м, -2867,8 м.

В скважинах: 217 и 332 прямой раздел нефть-вода находится на отметке -2887,5 и -2882 м. Водонасыщенные пласты отмечаются с отметок: -2887,5 м и -2882 м, в скважинах: 217 и 332. ВНК принят на отметке -2882-2887 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважинах: 332 и 217.

III блок. Продуктивность залежи в этом блоке доказана опробованием скважин: 55, 115, 220, 321, 402, 410, из них в скважинах: 55, 115, 220, 321, 410 были получены различные промышленные притоки нефти. В скважинах: 402 интервал 3006-3016 м и 419 интервал 3019-3029 м, при опробовании получены притоки воды.

По данным ГИС в скважинах: 4, 55, 115, 220, 321, 410 подошвы нефтенасыщенных коллекторов находятся на отметках: -2855,2 м, -2821,9 м, -2827,2 м,-2852,6 м, -2802,9 и -2824,2 м соответственно. В скважинах: 101, 116, 402 и 406 пласты водонасыщены с отметок: -2816,4 м, -2809,1 м, -2811,8 м и -2798,2 м. Район этих скважин ограничен тектоническим нарушением F3'.

Блок IV.

IV блок разделен на подблоки *IVа* и *IVб* нарушением F_4`. Продуктивность залежи в этом блоке доказана опробованием скважин: 17, 58, 64, 102, 108, 119, 214, 222, 223, 226, 228, 240, 308, 325, 326, 422, 423 и 438, в которых получены различные промышленные притоки нефти.

В *IVа* блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 64, 102, 103, 108, 123, 207, 214, 222, 227, 240, 308, 326, 401, 412, 438, пласты продуктивны до отметок: -2884,1 м, -2819,5 м, -2798,5 м, -2852,9 м, -2820,3 м, -2835 м, -2858,6 м, -2868,1 м, -2874,9 м, -2861,3 м, -2879,7 м, -2840,3 м, -2794,8 м, -2837 м. Водонасыщенные пласты отмечается с отметки: -2862,9 м, в скважине 214. В *IVб* блоке залежь предполагается по ГИС, в скважинах: 17, 53, 58, 109, 119, 223, 226, 228, 316, 325, 413, 422, 423, 428, пласты продуктивны до отметок: -2798,7 м, -2776,9 м, -2828 м, -2825,1 м, -2886,6 м, -2852 м, -2854 м, -2806,6 м, -2815,4 м, -2841,9 м, -2809,8 м, -2840 м, -2854,9 м, -2799,1 м. Водонасыщенные пласты отмечается с отметки: -2886 м, в скважине 119. В скважине 119 по ГИС фиксируется прямой контакт нефть-вода на отметке -2886,6 м. Пласты-коллекторы замещены плотными породами в скважине-110.

ВНК принят на отметке -2887 м, по подошве продуктивного пласта в скважине 119.

В скважине 3, пробуренной на северо-восточном крыле структуры, при опробовании интервала 3060-3070 (-2881,7 -2891,7) м была получена пластовая вода дебитом 3 $м^3$/сут с незначительным содержанием нефти. По данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор до отметки -2887,6 м с эффективной нефтенасыщенной толщиной 1,9 м (Кнг=0,51), а с отметки -2889,1 м фиксируется водонасыщенный коллектор. В скважине 67, расположенной рядом пласт продуктивен до отметки -2872,9 м.

В районе скважины 3, вскрывшей полулинзу, ВНК принят на отметке -2888 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины 3.

Блок V. Продуктивность в этом блоке доказана опробованием скважин: 65, 104, 111, 118, 233, 234, 328, 329 и 502, в которых получены различные промышленные притоки нефти.

По данным ГИС в скважинах: 51, 65, 104, 106, 111, 118, 233, 234, 328, 329, 415, 425, 427, 434 ,502, 708, отметки нефтенасыщенных пластов фиксируются на отметках: -2484,6 м, -2866,4 м, -2799,9 м, -2795 м, -2825,9 м, -2892,2 м, -2835,4 м, -2860,6 м, -2827,4 м, -2808,6 м, -2847,8 м, -2818 м, -2804 м, -2781,3 м, -2823,3 м, -2782,2 м соответственно. В скважине 14 пласты-коллекторы заглинизированы.

Условный ВНК принят на отметке -2892 м по скважине 118.

Блок VI. Продуктивность установлена скважиной 50, где была получена нефть дебитом Qн=2,5 м^3/сут при Нср.дин=849 м до отметки -2851,0 м, по ГИС подошва опробованного пласта на отметке -2851,6 м. В скважинах: 2, 50, 404, 418, 432, 433 и 703 пласты продуктивны до отметки: -2805,1 м, -2851,6 м, -2828,7 м, -2838,5 м, -2814,8 м, -2822,6 м, -2841 м. В скважинах: 62, 112, 124, 409 и 420 коллекторы отсутствуют. В скважине 701 нижнеюрские отложения размыты.

УВНК принят на отметке -2852 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного опробованного пласта в скважине 50.

В *VIII блоке* залежь установлена опробованием скважины 66, где получен приток нефти дебитом 4,5 м^3/сут при Нср.дин=109,5 м до подошвы выделенного по ГИС продуктивного пласта на отметке -2859,8 м. В скважинах: 66, 439, 509 и 510 пласты продуктивны до отметки: -2859,8 м, -2841,1 м, -2850,7 м, -2842,2 м. В скважинах: 52, 57, 60, 312, 315, 322, 411, 440, 504, отложения данного горизонта размыты.

УВНК принят на отметке -2860 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного опробованного пласта в скважине 66.

Блок IX. В скважине 13 отложения размыты, в скважине 125 пласты заглинизированы. В скважине 506 по ГИС выделен продуктивный коллектор толщиной 5,3 м до отметки -2834,2 м. В скважине 19 пласт с отметки -2848,6 м водонасыщен.

УВНК принят на отметке -2834 м по скважине 506.

Через небольшой прогиб в скважине 610 по данным ГИС выделяются 3 продуктивных пласта-коллектора суммарной толщиной 4,3 м до отметки -2841,3 м.

УВНК принят на отметке -2841 м по скважине 610.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

В таблице 1.8.3.2 приведена характеристика залежей месторождения Арыстановское (размеры, тип, характер насыщения и абсолютные отметки ВНК и УВНК).

Таблица 1.8.3.2 – Арыстановское. Характеристика залежей

Горизонт, залежь	Блок	Тип залежи	Характер насыщения	Абс. отметка, м	Площадь продуктивности, тыс. м^2
				ВНК, УВНК	
1	2	3	4	5	6

Ю-IIIа	VI	пластовая сводовая, тектонически-экранированная	нефтяная	-2317	734
Ю-IIIб	VI			-2338	1115
Ю-IIIв	VI	пластовая сводовая и тектонически и литологически экранированная		-2353	507
	V			-2359 юг -2353 сев.	573
Ю-IIIг	VI			-2362	537
Ю-IVа	VI	пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2384	875
Ю-IVб	VI	пластовая сводовая тектонически экранированная		-2389	600
Ю-IVв	VI	пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная		-2408	843
	IV			-2403 -2404	675
Ю-IVг	VI	пластовая сводовая тектонически экранированная		-2419	886
	IV			-2411	585
Ю-V	V	пластовая сводовая, тектонически экранированная	нефтяная	-2430 -2431	1250
	VI			-2479	2642
	VII	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная		-2473	993
Ю-V	VIII	пластовая сводовая, тектонически экранированная	нефтяная	-2479 сев. -2471 юг	2362
	IX+ X			-2452 -2458	1560
Ю-VIа	IV	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2481 -2486	968
	V			-2481	953
	VI			-2504	1638
	VII			-2473	163
	VIII			-2504	1312
Ю-VIб	IV	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2507 -2509	1344
	V			-2503	1725
	VI			-2521	2341
	VII			-2513	968
Ю-VIв	IV	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2503	196
	V			-2513 сев, -2520 юг -2536 юг	1766
	VI			-2550	1435
	VIII			-2519	180
Ю-VIIа	IV	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2553	287
	V			-2548 -2556	1180
	VI			-2584	2372
	VII			-2539	446
	VIII			-2552 сев. -2567 юг	1139
	IX			-2575 -2578	349
	X			-2543 -2545	383
Ю-VIIб	Iб	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2632-2635 сев -2622-2626 юг	1273
	II			-2598 -2601	364
	IVб			-2575 сев, -2596 юг	1218
	V			-2561 сев, -2568 юг	1094
	VI			-2566	533
	VII			-2564	556
	VIII			-2569	222
	X			-2573	133
Ю-VIIIа	Iа	пластовая сводовая, тектонически и	нефтяная	-2652,4	2601
	Iб			-2652 -2660	

	III	литологически экранированная		-2593	274
	IV			-2592	676
	V			-2636	3314
	VI			-2634	1395
	VII	пластовая сводовая, тектонически экранированная		-2610	647
Ю-VIIIб	Iб	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2667 -2669	1014
	III			-2613 -2656 юг	479
	IV			-2650 сев -2678 юг	2207
	V			-2662	1921
	VI			-2661	2604
	VII			-2644	632
	VIII			-2656	2682
	IX			-2650	1214
Ю-VIIIв	Iа	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2691	388
	II			-2708	2353
	III +IV			-2682 сев, -2697-2708 юг	5403
	V			-2676	1908
	VI			-2678	1374
	VII			-2661	411
	VIII			-2667	692
	IX			-2671	790
Ю-IX	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	нефтяная	-2734	5140
	II			-2713 сев, -2720 юг	2705
	III			-2713	2535
	IVа+IVб			-2698 сев, -2723-2728 юг	5193
	V			-2684 сев. -2684-2688 юг	2422
	VI			-2710 сев -2712 юг	3114
	VII			-2697	1197
	VIII			-2674 -2677	1574
	р-н скв. 439 и 510			-2691	
Ю-Ха	I	пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная	нефтяная	-2772	5785
	II			УВНК-2759	2996
	III			УВНК-2740	2058
	IV			-2752-2754	2570
	V			УВНК-2745	2089
	VI			-2728	2058
	VIII	пластовая сводовая, тектонически экранированная		-2683,1	91
	р-н скв. 439 и 510			-2715	
Ю-Хб	Iа	пластовая сводовая, тектонически экранированная	нефтяная	-2780-2784	1262
	Iб			-2786-2788 сев -2786-2787 юг	1282
	II			-2756	852
	III			-2780	2326
	IVа			-2760 сев, -2776-2779 юг	2335
	IVб			-2755 сев, -2761 юг	2183
	V			-2741	1923
	VI			-2747-2750	2064
	VII			-2713	190
	VIII			УВНК-2773	2696
	IX			-2768-2775	602
	IX район сквб10			УВНК-2768	841
Ю-Хв	I	пластовая сводовая, тектонически экранированная	нефтяная	-2836-2838	3639
	II			-2829,8	268
	III			УВНК-2816	1525
	IVа			-2788 сев. -2778 юг	1347

	IVб			-2798	1935
	V			-2791 сев. -2781-2785 юг	2502
	VI			-2787	1931
	VII			УВНК-2798	1257
	VIII			-2765-2768	1520
	X			-2791	140
Ю-XI	Iа, р-н скв.202	пластовая сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная	нефтяная	-2749-2754	140
	Iа			-2903	3013
	Iб			-2879-2889	1855
	II			-2885 сев, -2888 юг	1855
	III			-2882-2887	3482
	IV			-	1204
	IV скв.3			-2887	5952
	V			-2888	869
	VI			УВНК-2892	4399
	VIII			УВНК-2852	954
	IX			УВНК-2860	1210
	IX, р-н скв. 610			УВНК-2834	164

1.8.3.1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды

Для исследований свойств пластовых флюидов месторождения Арыстановское всего исследовано: 121 проба пластовой нефти из 48 скважин, 193 пробы дегазированной нефти из 66 скважин, 192 пробы растворенного газа из 74-ти скважин и 117 проб воды из 60-ти скважин.

После составления проекта разработки [17] были исследованы 27 рекомбинированных проб пластовой нефти из 21 скважины, 26 проб дегазированной нефти из 21 скважины, 24 проб газа из 19 скважин, 18 проб пластовой воды из 18 скважин.

Также при составлении данного раздела к имеющейся в предыдущих отчетах информации добавлены данные по 1 глубинной пробе нефти из 1 скважины, 32 пробам дегазированной нефти из 27 скважин, не учтенных при составлении предыдущих отчетов, а также результаты исследований 78 устьевых проб газа из 47 скважин, отобранных в январе-марте 2021 года и исследованных в промысловой лаборатории ТОО «Кен-Сары» и 81 пробы воды из 46 скважин, исследованных в 2008-2020 гг. в промысловой лаборатории ТОО «Кен-Сары» и в лабораториях институтов КазНИГРИ, КазНИПИ и НИПИнефтегаз.

1.8.3.1.2.1. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Для оценки свойств нефти в пластовых условиях всего отобрана 121 проба пластовой нефти из 48 скважин.

После составления проекта разработки [17] были исследованы 27 рекомбинированных проб из скважин 61 (горизонт Ю-V), 418 (горизонт Ю-VII), 111, 308, 404, 509 (горизонт Ю-VIII), 325, 411, 504 (горизонт Ю-IX), 208, 506, 507 (горизонт Ю-X), 108, 209, 210, 223, 234, 302, 407, 438, 439 (горизонт Ю-XI). Также добавлена одна проба из скважины 413 (горизонт Ю-X), отобранная в 2015 г, но не учтенная в предыдущих отчетах.

Новые пробы исследовались в лаборатории ТОО «Stratum CER». По пробам после

рекомбинации проводились опыты изотермического расширения при постоянной массе (PVT), однократное и дифференциальное разгазирование, зависимость вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре.

Из новых проб отбраковано 13 проб. Пробы из скважин 61 (горизонт Ю-V), 111 (горизонт Ю-VIII), 108, 210, 223 (горизонт Ю-XI) были отобраны при сильно сниженных пластовых давлениях (7,0-11,8 МПа), рекомбинация проводилась согласно текущему газовому фактору. В результате давление насыщения по ним оказалось практически равным или превышающим значение пластового давления и значения газосодержания оказались сильно сниженными или завышенными, что является следствием разгазирования нефти в призабойной зоне пласта. Пробы из скважин 404 (горизонт Ю-VIII), 208, 413 (горизонт Ю-X), 438 (горизонт Ю-XI) резко отличаются от остальных проб значениями газосодержания, давления насыщения и других параметров.

В целом по месторождению для описания свойств пластовой нефти по объектам разработки использованы данные по 69 пробе из 34 скважин. Данные 50 проб из 21 скважины отбракованы по причине значительного несоответствия полученных свойств в сравнении с остальными пробами по соответствующим залежам, а также по причине некачественного отбора проб (присутствие свободного газа в пробах, разгерметизация пробоотборника). Также 2 пробы отобраны совместно из горизонтов Ю-VIIIв+Ю-IX (скважина 55) и Ю-X+Ю-XI+T (скважина 13) и также не использовались для расчетов средних значений по горизонтам.

Представительными пробами охарактеризованы все основные объекты разработки - I, II, III, IV, V, VI, VII. Наибольшим количеством проб охвачены объекты I-IV. Горизонты Ю-III и Ю-IV (возвратные объекты VIII и IX) отбором глубинных проб нефти не охвачены.

Средние параметры пластовой нефти по горизонтам и диапазоны их изменения приведены в таблице 1.8.3.3.

В среднем по горизонтам газосодержание пластовой нефти изменяется от 42,28 м^3/т до 138,83 м^3/т, давление насыщения – от 8,30 МПа до 15,96 МПа. Четкой зависимости газосодержания с глубиной залегания не наблюдается. Однако, при сравнении свойств по горизонтам видно, что наиболее высокими значениями газосодержания (120,61-138,83 м^3/т) обладают нефти горизонтов Ю-IX, Ю-X, Ю-XI (объекты I-III). Данные объекты разработки обладают наибольшими толщинами и площадью распространения. Нефти горизонтов Ю-V – Ю-VIII (объекты IV-VII) обладают газосодержанием в пределах 42,28-87,32 м^3/т. Залежи по данным объектам обладают меньшими толщинами и во многих случаях распространены в отдельных блоках. Другие параметры пластовой нефти, такие как давление насыщения, объемный коэффициент, плотность и вязкость в пластовых условиях, изменяются в соответствии с газосодержанием. Объемный коэффициент в среднем по горизонтам колеблется от 1,164 до

1,403, плотность пластовой нефти составляет 653,9-744,7 г/см^3. Вязкость пластовой нефти невысокая, 0,23-1,55 мПа*с. Таким образом, нефть в пластовых условиях обладает хорошими реологическими показателями, благодаря высокой пластовой температуре даже при сравнительно невысоком газосодержании.

Горизонт Ю-V (VII-й объект)

Нефть горизонта Ю-V охарактеризована одной представительной пробой. По данной пробе выявлено низкое газосодержание и давление насыщения (56,5 м^3/т и 9,8 МПа). Объемный коэффициент равен 1,164 д. ед., плотность и вязкость нефти в пластовых условиях составляют 741,0 кг/м^3 и 1,07 мПа*с.

Горизонт Ю-VI (VI-й объект)

Свойства пластовой нефти горизонта Ю-V также охарактеризованы одной представительной пробой. Газосодержание по ней выше и составляет 84,7 м^3/т, давление насыщения – 11,4 МПа. Объемный коэффициент равен 1,355 д. ед., плотность и вязкость нефти в пластовых условиях составляют 700,0 кг/м^3 и 1,55 мПа*с.

Горизонт Ю-VII (V-й объект)

По горизонту Ю-VII газосодержание и давление насыщения составляют 87,3 м^3/т и 11,70 МПа. Объемный коэффициент в среднем равен 1,287 д. ед. плотность и вязкость нефти в пластовых условиях составляют 688,4 кг/м^3 и 1,04 мПа*с.

Горизонт Ю-VIII (IV-й объект)

В целом по горизонту нефть, по данным имеющихся на данное время анализов, отличается более низким газосодержанием, чем по вышележащим горизонтам Ю-V, Ю-VI, Ю-VII. Газосодержание в среднем составляет 42,28 м^3/т, давление насыщения – 8,30 МПа. Объемный коэффициент в среднем равен 1,178 д. ед., плотность и вязкость нефти в пластовых условиях составляют 744,7 кг/м^3 и 0,84 мПа*с.

Горизонт Ю-IX (III-й объект)

Горизонт Ю-IX наиболее полно охвачен исследованиями. Нефть горизонта обладает наиболее высоким газосодержанием по разрезу. Средние значения газосодержания и давления насыщения составляют 138,83 м^3/т и 14,80 МПа. Объемный коэффициент в среднем равен 1,403 д. ед. Нефть обладает невысокой плотностью и вязкостью в пластовых условиях: 679,9 кг/м^3 и 0,29 мПа*с соответственно.

Горизонт Ю-X (II-й объект)

По горизонту Ю-X нефть также обладает высокими значениями газосодержания и давления насыщения: 133,13 м^3/т и 15,96 МПа соответственно. Объемный коэффициент в среднем составляет 1,383 д.ед. в пластовых условиях нефть обладает низкой плотностью (653,9 кг/м^3) и вязкостью (0,23 мПа*с).

Горизонт Ю-XI (I-й объект)

По горизонту Ю-XI среднее значение газосодержания несколько ниже, чем по горизонтам Ю-IX и Ю-X – 118,71 м^3/т. Давление насыщения составило 12,4 МПа. Объемный коэффициент в среднем равен 1,348 д. ед. Нефть также легкая и маловязкая в пластовых условиях, вязкость и плотность составили 0,33 мПа*с и 687,6 кг/м^3.

На рисунках 1.8.3.1-1.8.3.2 приведены зависимости объемного коэффициента, плотности и газосдержания пластовой нефти от давления, полученные в результате дифференциального разгазирования, по представительным глубинных пробам из горизонтов Ю-VII (скважины 418), Ю-VIII (скважины 57, 65, 66, 111, 308, 509), Ю-IX (скважины 51, 53, 56, 101, 103, 106, 114, 325), Ю-X (скважины 17, 52, 53, 60, 121, 506, 507), Ю-XI (скважины 58, 102, 107, 108, 209, 234, 302, 407). В виду схожести свойств пластовой нефти по горизонтам Ю-VII, Ю-VIII и по горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI, для них приведены обобщенные линии тренда. Эти данные позволяют прогнозировать изменение свойств пластового флюида в процессе разработки при понижении пластового давления ниже давления насыщения.

На рисунке 1.8.3.3 приведена зависимость вязкости пластовой нефти от давления, рассчитанная на аналитическом модуле ANN PVT Expert по данным однократного разгазирования представительных проб из горизонта Ю-VIII, исследованных в компании Schlumberger.

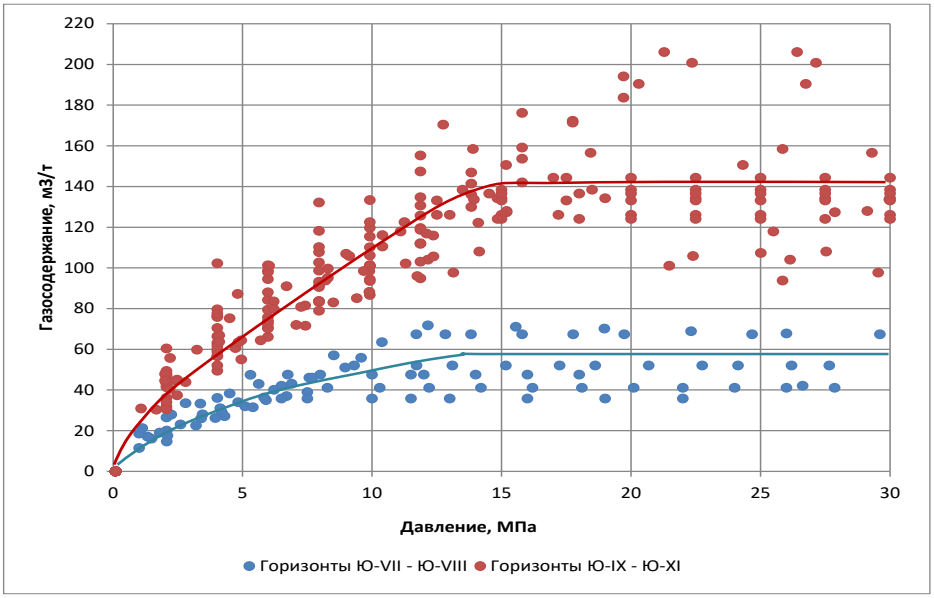


Рисунок 1.8.3.1 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления

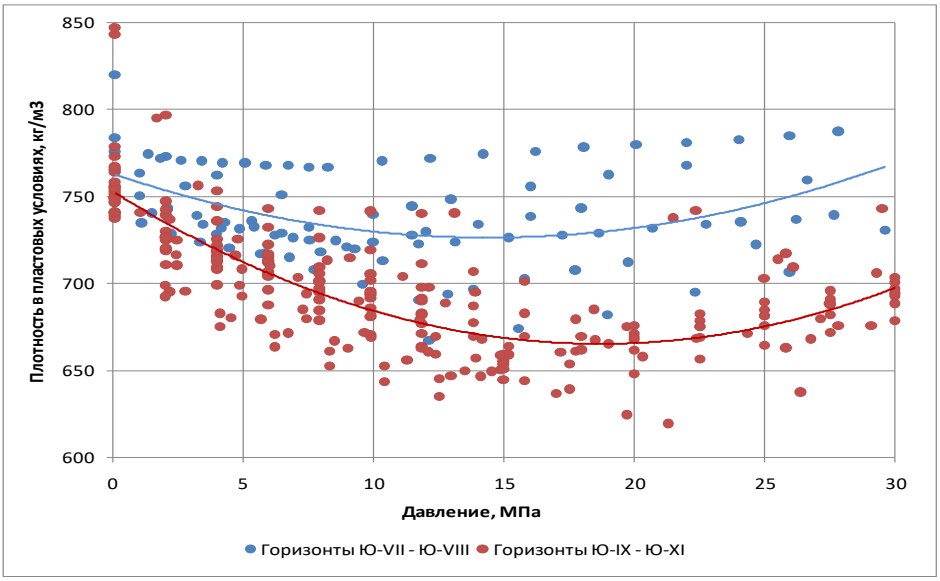


Рисунок 1.8.3.2. – Зависимость плотности пластовой нефти от давления

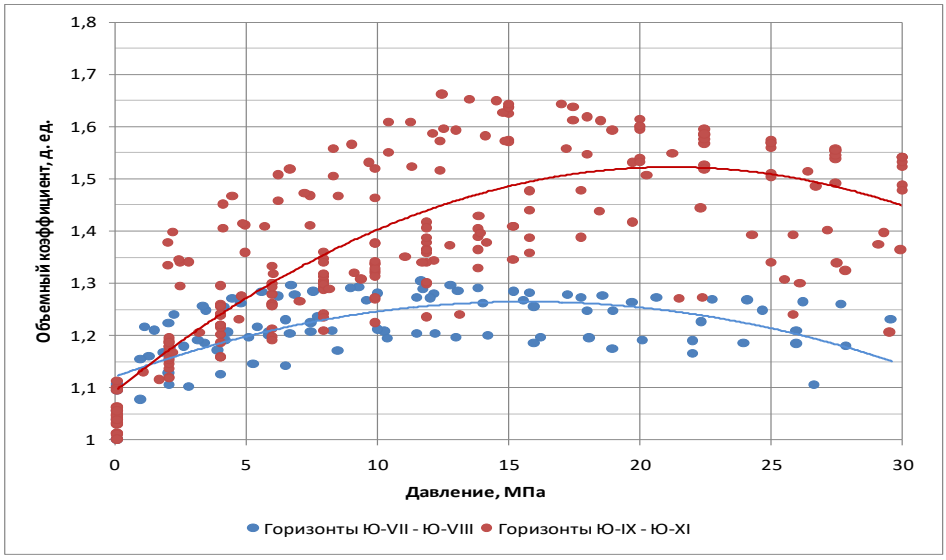


Рисунок 1.8.3.3. – Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления

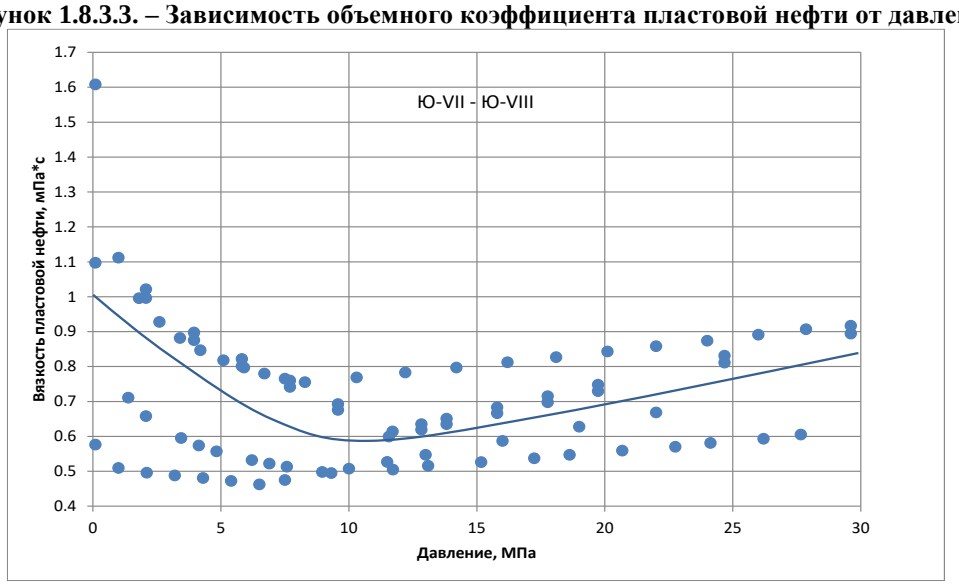


Рисунок 1.8.3.4. – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от давления (горизонты Ю-VII – Ю-VIII)

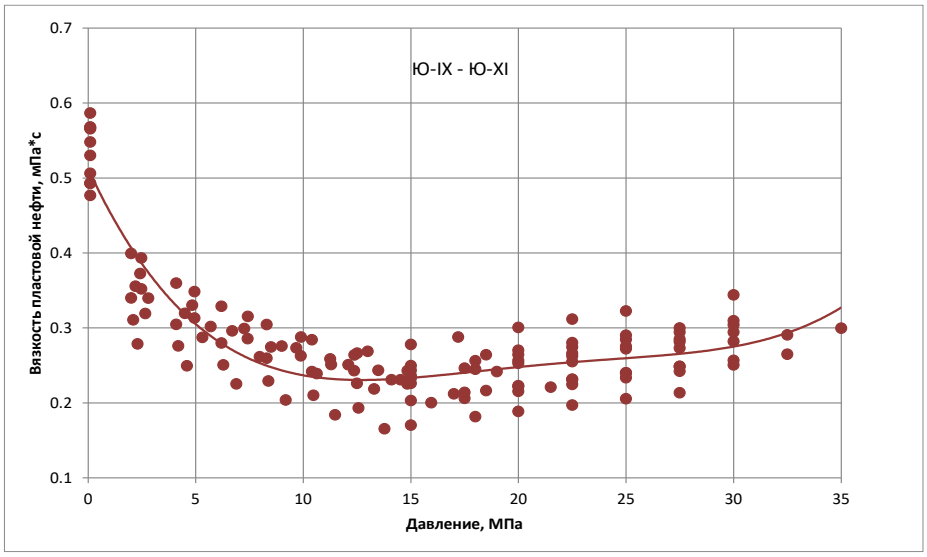


Рисунок 1.8.3.5. – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от давления (горизонты Ю-IX – Ю-XI)

Таблица 1.8.3.3– Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Ю-V (VII-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	9.80
Газосодержание, $м^3/т$	1	1	-	56.50
Плотность, $кг/м^3$	1	1	-	741.0
Вязкость, мПа*с	1	1	-	1.07
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1	1	-	1.164
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	1	1	-	106
Горизонты Ю-VI (VI-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	-	11.40
Газосодержание, $м^3/т$	1	1	-	84.70
Плотность, $кг/м^3$	1	1	-	700.0
Вязкость, мПа*с	1	1	-	1.55
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1	1	-	1.355
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	1	1	-	105
Горизонт Ю-VII (V-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	2	3	11.5-11.9	11.70
Газосодержание, $м^3/т$	2	3	85.00-89.74	87.32
Плотность, $кг/м^3$	2	3	670.0-707.2	688.4
Вязкость, мПа*с	2	3	0.60-1.47	1.04
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	2	3	1.275-1.307	1.287
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	2	3	106-106.5	106
Горизонт Ю-VIII (IV-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	7	10	6.50-12.16	8.30
Газосодержание, $м^3/т$	7	10	30.71-58.19	42.28
Плотность, $кг/м^3$	7	10	706.4-787.0	744.7
Вязкость, мПа*с	7	9	0.38-1.43	0.84
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	7	10	1.094-1.261	1.178
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	7	10	106-114	111
Горизонт Ю-IX (III-й объект)				

Давление насыщения газом, МПа	10	23	9.13-21.30	14.80
Газосодержание, $м^3/т$	10	23	95.15-211.67	138.83
Плотность, $кг/м^3$	10	23	632.0-740.1	679.9
Вязкость, мПа*с	10	23	0.10-0.59	0.29
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	10	23	1.248-1.635	1.403
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	10	23	111-115	112.0
Горизонт Ю-X (II-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	7	14	13.01-22.80	15.96
Газосодержание, $м^3/т$	7	14	84.90-210.14	133.13
Плотность, $кг/м^3$	6	13	669.7-682.8	653.9
Вязкость, мПа*с	6	13	0.08-0.52	0.23
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	7	14	1.201-1.461	1.383
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	7	14	113-117	115
Горизонт Ю-XI (I-й объект)				
Давление насыщения газом, МПа	11	17	6.02-14.9	12.4
Газосодержание, $м^3/т$	11	17	91.11-156.74	118.71
Плотность, $кг/м^3$	11	17	660.3-731.6	687.6
Вязкость, мПа*с	11	17	0.10-0.65	0.33
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	11	17	1.240-1.547	1.348
Температура насыщения парафином, ºС	-	-	-	-
Пластовая температура, ºС	11	17	108-120	116

1.8.3.1.2.2. Состав растворенного газа

Свойства и состав растворенного газа изучены по результатам однократного разгазирования глубинных проб и по устьевым пробам газа. Всего исследовано 192 пробы газа из 74 скважин. Из них 24 пробы из скважин 61 (горизонт Ю-V), 418 (горизонт Ю-VII), 111, 308, 404, 509 (горизонт Ю-VIII), 103, 325, 411, 504 (горизонт Ю-IX), 208, 506, 507 (горизонт Ю-X), 108, 209, 210, 223, 234, 302, 407, 438, 439 (горизонт Ю-XI) исследованы после составления Проекта разработки.

В настоящем отчете, в дополнение к имеющимся в предыдущих отчетах данным, также рассмотрены результаты исследований 78 устьевых проб газа из 47 скважин, проведенных в январе-марте 2021 года в промысловой лаборатории ТОО «Кен-Сары», а также 1 проба газа однократного разгазирования по ранее не учтенной глубинной пробе из скважины 413. Из общего количества при осреднении состава газа по горизонтам отбраковано 69 проб из 30 скважин.

В таблице 1.8.3.4 приведены средние по горизонтам свойства и состав растворенного газа по представительным пробам.

Представительными пробами растворенного газа охарактеризованы все основные объекты разработки.

По данным анализов устьевых проб и газа однократного разгазирования глубинных проб растворенный газ в целом по месторождению относится к «жирным», с высоким углеводородов C_{2+}, высокоазотным и углекислым. По некоторым устьевым пробам приступствует незначительное количество кислорода, что может быть связано с попаданием примеси воздуха

при отборе проб.

По соотношению компонентов растворенный газ довольно неоднороден по разрезу. В среднем по горизонтам объемное содержание метана колеблется от 32,63 % до 49,54 %, этана – от 7,14 % до 16,87 %, пропана – от 7,10 % до 17,17 %. Газ отличается повышенным содержанием неорганических газов: углекислого газа – 1,45-4,36 %, и азота – 6,65-29,18 %. Удельный вес газа при 20 °С изменяется по горизонтам от 1,069 кг/м^3 до 1,303 кг/м^3. Четкой зависимости изменения состава газа по разрезу не выявлено. В среднем по объектам I-III с более высоким газосодержанием пластовой нефти газ содержит меньше азота и больше – углеводородов, чем по объектам IV-VII с меньшим газосодержанием.

В таблице 1.8.3.4 также приведен состав газа, выделенного при дифференциальном разгазировании 32 представительных глубинных проб нефти из 29 скважин, а также составы дегазированной и пластовой нефти горизонтов Ю-VII – Ю-XI, определенных при однократном разгазировании проб. По 16 новым представительным рекомбинированным пробам нефти из 16 скважин приведены составы нефти после дифференциального разгазирования.

Состав газа дифференциального разгазирования в среднем по горизонтам отличается от составов газа по данным устьевых проб и однократного разгазирования. Связано это, в основном, с небольшим количеством определений состава газа дифференциального разгазирования и неравномерным охватом этих исследований по горизонтам.

Состав пластовой нефти определен по горизонтам Ю-VII – Ю-XI и зависит от состава растворенного газа и газосодержания. Соответственно газосодержанию, по горизонту Ю-VIII состав пластовой нефти более тяжелый, а по горизонтам Ю-IX, Ю-X и Ю-XI – более легкий.

Таблица 1.8.3.4 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

Наименование	**при однократном разгазировании пластовой нефти**		**при дифференциальном разгазировании пластовой нефти**		**Пластовая нефть**
	выделившийся газ	**нефть**	**выделившийся газ**	**нефть**	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Горизонт Ю-V (VII-й объект)					
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	3.75	-	-	-	-
Азот+редкие	27.72	-	-	-	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	49.54	0.16	-	-	-
этан	7.14	0.17	-	-	-
пропан	7.10	0.93	-	-	-
изобутан	1.39	0.70	-	-	-
н. бутан	1.94	1.35	-	-	-
изопентан	0.53	1.59	-	-	-
н. пентан	0.59	1.77	-	-	-
гексаны	0.28	3.79	-	-	-
гептаны		5.41	-	-	-
остаток (С8+высшие)		84.13	-	-	-
Кислород	0.03	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м3	1.069	-	-	-	-

Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.887	-	-	-	-
Горизонт Ю-VI (VI-й объект)					
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	3.34	-	-	-	-
Азот+редкие	29.18	-	-	-	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	36.74	0.09	-	-	-
этан	8.66	0.24	-	-	-
пропан	11.45	1.65	-	-	-
изобутан	1.84	0.90	-	-	-
н. бутан	3.37	2.39	-	-	-
изопентан	1.40	1.58	-	-	-
н. пентан	2.15	3.16	-	-	-
гексаны	1.80	4.77	-	-	-
гептаны		7.23	-	-	-
остаток (С8+высшие)		77.98	-	-	-
Кислород	0.07	-			-
Плотность газа, кг/м3	1.268	-	-	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	1.053	-	-	-	-
Горизонт Ю-VII (V-й объект)					
Сероводород	отс	отс	-	-	-
Углекислый газ	3.88	отс	3.34	-	1.67
Азот+редкие	16.62	отс	15.95	-	7.48
в т.ч. гелий	-	-	-		-
метан	45.31	0.09	43.19	-	20.83
этан	12.68	0.24	15.39	-	8.21
пропан	13.09	1.65	13.31	0.26	8.36
изобутан	1.97	0.90	1.63	0.86	1.35
н. бутан	3.28	2.39	2.82	0.67	2.67
изопентан	0.70	1.58	0.49	1.20	0.75
н. пентан	0.82	3.16	0.60	2.86	1.10
гексаны	1.62	4.77	0.36	3.99	1.60
гептаны		7.23	2.92	90.16	2.48
остаток (С8+высшие)		77.98	-		43.50
Кислород	0.02	-	-	-	-
Плотность газа, кг/м3	1.113	-	1.264	-	-
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.924	-	1.049	-	-
Горизонт Ю-VIII (IV-й объект)					
Сероводород	отс	отс	-	-	отс
Углекислый газ	4.22	отс	3.04	-	1.15
Азот+редкие	22.77	отс	21.25	-	5.91
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	32.63	0.01	42.96	-	8.94
этан	11.30	0.10	9.31	-	2.98
пропан	13.04	0.64	10.41	0.25	4.13
изобутан	3.49	0.65	1.93	0.87	1.39
н. бутан	5.76	1.90	4.55	0.91	2.80
Изопентан	2.00	1.38	1.17	1.68	1.44
н. пентан	2.29	2.29	1.52	4.97	2.10
гексаны	1.59	4.97	1.16	7.93	3.79
гептаны	0.60	7.59	2.69	83.40	5.01
остаток (С8+высшие)	0.29	80.46	-		60.37
Кислород	0.01		-	-	
Плотность газа, кг/м3	1.188		1.333	-	
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.986		1.061	-	
Горизонт Ю-IX (III-й объект)					
Сероводород	-	отс	-	-	отс
Углекислый газ	1.45	отс	1.84	-	1.17
Азот+редкие	6.65	отс	13.39	-	6.47

в т.ч. гелий	-	-		-	
метан	44.48	0.15	47.45	-	24.39
этан	16.87	0.38	12.31	-	8.15
пропан	17.17	1.27	11.52	0.09	8.67
изобутан	2.54	0.69	2.02	0.32	1.54
н. бутан	6.05	2.18	4.38	0.41	3.83
изопентан	1.48	1.78	1.13	0.77	1.72
н. пентан	1.85	2.46	1.38	3.49	2.03
гексаны	1.43	6.55	1.20	6.07	3.63
гептаны		7.93	3.39	88.85	3.76
остаток (С8+высшие)		76.61	-		34.64
Кислород	0.03				
Плотность газа, кг/м3	1.303		1.333	-	
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	1.082		1.107	-	
Горизонт Ю-Х (II-й объект)					
Сероводород	отс	отс	-	-	отс
Углекислый газ	2.33	отс	2.23	-	1.02
Азот+редкие	10.03	отс	10.65	-	4.31
в т.ч. гелий	-	-		-	
метан	47.79	0.07	54.03	-	24.07
этан	15.87	0.24	12.54	-	8.58
пропан	14.69	1.03	9.90	0.14	9.68
изобутан	1.90	0.90	1.78	0.55	1.69
н. бутан	4.19	2.90	3.57	0.71	4.10
изопентан	1.01	2.20	1.12	1.41	1.87
н. пентан	1.19	2.75	1.31	4.70	2.19
гексаны	0.99	7.50	1.14	6.66	4.23
гептаны		9.29	1.74	85.84	4.45
остаток (С8+высшие)		73.07	-		33.80
Кислород	0.02				
Плотность газа, кг/м3	1.188		1.201	-	
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.986		0.997	-	
Горизонт Ю-XI (I-й объект)					
Сероводород	отс	-	-	-	отс
Углекислый газ	2.75	-	2.44	-	1.16
Азот+редкие	18.57	-	18.01	-	8.88
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
метан	44.45	0.07	40.15	-	19.15
этан	13.99	0.28	12.00	-	7.10
пропан	12.65	1.33	12.44	0.15	7.46
изобутан	1.62	0.89	2.08	0.73	1.46
н. бутан	3.68	3.23	5.52	0.75	4.23
изопентан	0.79	2.11	1.35	1.55	1.74
н. пентан	0.94	3.52	1.83	4.71	2.56
гексаны	0.45	7.37	1.39	8.50	4.23
гептаны		9.96	2.78	83.63	5.20
остаток (С8+высшие)		71.25	0.00	-	36.82
Кислород	0.08	-		-	-
Плотность газа, кг/м3	1.150		1.370		
Плотность газа относительная (по воздуху), доли ед.	0.961		1.137		

1.8.3.1.2.3. Свойства дегазированной нефти

В целом по месторождению было отобрано 193 пробы дегазированной нефти из 66 скважин. После составления Проекта разработки [1] были исследованы 26 устьевых проб из скважин 61 (горизонт Ю-V), 418 (горизонт Ю-VII), 111, 308, 404, 509 (горизонт Ю-VIII), 325, 411, 504 (горизонт Ю-IX), 208, 506, 507 (горизонт Ю-X), 108, 209, 210, 223, 234, 302, 407, 438, 439

(горизонт Ю-XI). По данным пробам определялись только плотность, вязкость и содержание асфальто-смолистых веществ. Также в настоящем отчете добавлены результаты исследований 32 проб из 27 скважин, отобранных за 2010-2015 гг, но не учтенных в предыдущих отчетах.

Из общего числа отбраковано 23 пробы из 15 скважин из-за резко отличающихся значений плотности, вязкости и содержания компонентов. Две пробы не учитывались при осреднении свойств по горизонтам: одна – из скважины 13, отобранная совместно из горизонтов Ю-X и PT, и вторая проба – из скважины 115, отобранная из интервала ниже горизонта Ю-XI.

Исследованиями охвачены все основные и возвратные объекты разработки. Наиболее полно изучены объекты I, II, III и IV.

Пробы, отобранные за отчетный период, позволили уточнить параметры дегазированной нефти, при этом сильно не повлияв на их изменение.

Свойства дегазированной нефти по горизонтам приведены в таблице 1.8.3.5.

В среднем по горизонтам в поверхностных условиях нефть относится к типу особо легкой или легкой при плотности от 806,6 кг/м^3 до 834,2 кг/м^3, за исключением горизонта Ю-III, где плотность составляет 856,2 кг/м^3 и нефть относится к типу средней.

Очень высокое содержание парафинов (в среднем по горизонтам 14,9-28,4 % массовых) при сравнительно более низком содержании асфальто-смолистых веществ (4,0-14,0 % массовых) обуславливает высокие температуры застывания (+24 +35 ºС). При 40 ºС вязкость изменяется в диапазоне 5,3-42,0 мПа*с, при 50 ºС - 3,7-21,5 мПа*с. Наиболее вязкой также является нефть Ю-III горизонта. Содержание серы и сернистых соединений низкое – серы в среднем по горизонтам 0,05-0,13 % массовых, меркаптановой серы – 0,0003-0,0013 % массовых (3-13 ppm), сероводорода – от отсутствия до 0,00001 % массовых (0-0.1 ppm).

По содержанию компонентов нефти по горизонтам являются высокопарафинистым, малосмолистыми и малосернистыми.

По фракционному составу нефти горизонтов Ю-III и Ю-IV более тяжелые, чем по нижележащим горизонтам. В среднем по горизонтам количество легких фракций, выкипающих до 200 ºС, небольшое – в пределах 6-25 % объемных. Количество светлых фракций, выкипающих до 300 ºС, составило 19-45 % объемных. Нефти начинают выкипать при температуре от 58 до 118 ºС.

В среднем по горизонтам в целом наблюдается уменьшение плотности нефти с глубиной их залегания. По результатам имеющихся данных наиболее легкими являются нефти горизонтов Ю-IX и Ю-XI, плотность составляет 808,1 и 806,1 кг/м^3 соответственно. Низкие плотности обусловлены наиболее легким фракционным составом, выход легких фракций до 350 ºС (бензиновые, керосиновые и лигроиновые) – 52-56 % объемных. Наиболее тяжелыми являются нефти горизонтов Ю-III – Ю-VI, плотность составляет 821,8-856,2 кг/м^3, выход легких фракций

до 350 ºС – 30-48 % объемных. Средними значениями плотности обладают нефти горизонтов Ю-VII, Ю-VIII, Ю-X (811,7-814,4 кг/м^3). Содержание легких фракций по ним составляет 49-51 % объемных.

Таблица 1.8.3.5 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
1		2	3	4	5
Горизонт Ю-III (IX-й возвратный объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		1	4	848.5-868.3	856.2
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		-	-	-	-
при 40 ºС		1	2	33.74-50.25	42.00
при 50 ºС		1	2	17.36-25.68	21.52
при 60 ºС		1	1	-	15.63
Температура застывания, ºС		1	4	32-39	35
Температура плавления парафина, ºС		1	4	56-60	58
Массовое содержание, %	Серы	1	3	0.06-0.07	0.07
	Меркаптанов	1	1	-	0.0004
	Сероводорода	1	1	-	отс.
	Парафинов	1	4	16.0-29.7	20.7
	Смол силикагелевых	1	4	7.3-18.7	14.0
	Асфальтенов				
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	1	4	91-135	118
	до 100 ºС	-	-	-	
	до 150 ºС	1	4	1-6	3
	до 200 ºС	1	4	5-8	6
	до 250 ºС	1	4	10-13	12
	до 300 ºС	1	4	16-23	19
	до 350 ºС	1	2	29-30	30
Горизонт Ю-IV (VIII-й возвратный объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		1	3	823.2-845.4	834.2
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		-	-	-	-
при 40 ºС		-	-	-	-
при 50 ºС		1	2	-	7.45
при 60 ºС		-	-	-	-
Температура застывания, ºС		1	3	22-28	25
Температура плавления парафина, ºС		1	3	50-55	53
Массовое содержание, %	Серы	1	2	-	0.13
	Меркаптанов	-	-	-	-
	Сероводорода	-	-	-	-
	Парафинов	1	3	24.9-31.9	28.4
	Смол силикагелевых	1	2	4.4-7.3	5.9
	Асфальтенов				
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	1	3	69-105	87
	до 100 ºС	1	2	-	2
	до 150 ºС	1	3	3-6	5
	до 200 ºС	1	3	10-13	12
	до 250 ºС	1	2	19-21	20
	до 300 ºС	1	3	32-34	33
	до 350 ºС	-	-	-	-
Горизонт Ю-V (VII-й объект)					

Плотность при 20 ºС, кг/м^3		5	13	812.7-839.8	826.4
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		1	1	-	13.29
при 40 ºС		3	5	6.82-15.70	9.93
при 50 ºС		3	6	3.83-7.41	5.79
при 60 ºС		2	3	4.02-5.59	4.59
Температура застывания, ºС		5	9	21-33	27
Температура плавления парафина, ºС		5	9	53-65	59
Массовое содержание, %	Серы	5	10	0.038-0.100	0.061
	Меркаптанов	4	6	0.0001-0.0028	0.0007
	Сероводорода	4	7	-	отс
	Парафинов	5	10	12.8-24.0	18.7
	Смол силикагелевых	5	12	3.7-19.0	7.6
	Асфальтенов				
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	4	8	51-117	78
	до 100 ºС	4	7	0-8	4
	до 150 ºС	4	8	3-13	9
	до 200 ºС	4	8	10-22	16
	до 250 ºС	4	7	17-32	27
	до 300 ºС	4	8	30-49	38
	до 350 ºС	1	1	-	48
Горизонт Ю-VI (VI-й объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		5	8	815.7-839.8	821.8
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		-	-	-	-
при 40 ºС		4	4	7.5-18.6	11.5
при 50 ºС		4	4	5.6-11.7	7.2
при 60 ºС		3	3	3.9-8.4	5.6
Температура застывания, ºС		5	7	18-30	26
Температура плавления парафина, ºС		5	7	56-64	59
Массовое содержание, %	Серы	5	8	0.03-0.12	0.06
	Меркаптанов	4	5	0.0001-0.0024	0.0010
	Сероводорода	4	5	-	отс
	Парафинов	5	8	8.4-21.5	16.5
	Смол силикагелевых	5	7	4.8-20.6	10.2
	Асфальтенов				
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	5	8	58-110	74
	до 100 ºС	3	5	4-12	8
	до 150 ºС	5	8	3-19	12
	до 200 ºС	5	8	9-27	20
	до 250 ºС	4	6	19-35	29
	до 300 ºС	5	8	28-48	39
	до 350 ºС	-	-	-	-
Горизонт Ю-VII (V-й объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		5	11	806.6-818.0	814.0
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		3	4	10.1-14.1	12.1
при 40 ºС		5	7	5.2-7.3	6.4
при 50 ºС		5	8	4.0-4.9	4.5
при 60 ºС		3	3	3.3-3.7	3.6
Температура застывания, ºС		4	8	22-31	26
Температура плавления парафина, ºС		4	7	52-65	60
Массовое содержание, %	Серы	4	7	0.03-0.19	0.09
	Меркаптанов	3	6	0.0001-0.0012	0.0004
	Сероводорода	3	6	-	отс
	Парафинов	4	8	8.1-18.8	15.4

	Смол силикагелевых Асфальтенов	5	10	2.4-17.0	5.7
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	4	7	51-72	60
	до 100 ºС	4	7	2-9	5
	до 150 ºС	4	8	3-17	12
	до 200 ºС	4	8	14-25	20
	до 250 ºС	4	7	23-34	30
	до 300 ºС	4	8	34-49	41
	до 350 ºС	-	-	-	-
Горизонт Ю-VIII (IV-й объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		12	20	801.7-834.4	814.4
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		4	4	10.7-13.8	12.0
при 40 ºС		6	8	4.4-13.0	7.0
при 50 ºС		6	8	3.0-8.6	4.8
при 60 ºС		4	5	3.0-4.5	3.7
Температура застывания, ºС		9	15	22-29	26
Температура плавления парафина, ºС		9	15	44-67	57
Массовое содержание, %	Серы	9	15	0.03-0.18	0.06
	Меркаптанов	6	10	0.0001-0.0029	0.0010
	Сероводорода	8	12	отс-0.00008	0.00001
	Парафинов	9	15	12.1-23.6	16.4
	Смол силикагелевых Асфальтенов	9	13	1.7-12.4	4.6
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	9	15	51-105	64
	до 100 ºС	9	15	0-9	5
	до 150 ºС	9	15	8-19	12
	до 200 ºС	9	15	14-26	20
	до 250 ºС	8	12	23-35	28
	до 300 ºС	9	15	34-44	40
	до 350 ºС	2	2	47-51	49
Горизонт Ю-IX (III-й объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		19	34	792.5-817.1	808.1
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		5	6	5.4-16.3	10.2
при 40 ºС		13	19	3.3-8.0	5.3
при 50 ºС		14	20	2.6-5.3	3.9
при 60 ºС		12	15	2.2-4.0	3.2
Температура застывания, ºС		15	30	17-28	24
Температура плавления парафина, ºС		15	30	41-67	57
Массовое содержание, %	Серы	15	29	0.02-0.19	0.06
	Меркаптанов	13	25	0.0001-0.0030	0.0008
	Сероводорода	14	26	отс-0.00003	0.0
	Парафинов	15	29	12.1-23.6	17.1
	Смол силикагелевых Асфальтенов	18	32	2.1-11.5	5.9
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	15	29	38-95	59
	до 100 ºС	15	29	1-10	6
	до 150 ºС	15	29	7-23	16
	до 200 ºС	15	29	18-31	25
	до 250 ºС	11	23	26-42	35
	до 300 ºС	15	29	38-53	44
	до 350 ºС	2	3	50-55	52
Горизонт Ю-X (II-й объект)					
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		18	28	791.7-825.0	811.7
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		1	1	-	13.0

при 30 ºС		4	5	5.0-7.6	6.7
при 40 ºС		11	17	4.1-13.4	6.8
при 50 ºС		12	18	2.7-7.6	4.7
при 60 ºС		10	14	2.7-5.7	4.0
Температура застывания, ºС		14	24	21-33	25
Температура плавления парафина, ºС		14	24	47-67	58
Массовое содержание, %	Серы	14	23	0.02-0.20	0.05
	Меркаптанов	11	18	отс-0.0045	0.0008
	Сероводорода	11	18	отс-0.00005	$3*10^{-6}$
	Парафинов	14	24	10.4-23.8	18.1
	Смол силикагелевых	17	27	1.3-9.7	5.8
	Асфальтенов				
Горизонт Ю-XI (I-й объект)					
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	14	24	43-123	71
	до 100 ºС	14	24	0-9	4
	до 150 ºС	14	24	3-24	12
	до 200 ºС	14	24	13-34	22
	до 250 ºС	11	21	22-42	32
	до 300 ºС	14	24	34-54	42
	до 350 ºС	2	2	48-54	51
Плотность при 20 ºС, кг/м^3		27	47	794.1-823.6	806.1
Вязкость, мм^2/с					
при 20 ºС		-	-	-	-
при 30 ºС		12	14	4.4-12.7	8.2
при 40 ºС		16	22	3.7-12.7	5.5
при 50 ºС		16	22	2.9-6.3	3.7
при 60 ºС		10	11	2.4-4.8	3.2
Температура застывания, ºС		17	32	16-30	24
Температура плавления парафина, ºС		17	32	42-66	57
Массовое содержание, %	Серы	17	32	0.02-0.19	0.060
	Меркаптанов	13	27	отс-0.0074	0.0013
	Сероводорода	15	28	отс-0.000024	$1*10^{-6}$
	Парафинов	16	31	10.0-18.8	14.9
	Смол силикагелевых	24	41	0.7-10.3	4.0
	Асфальтенов				
Объемный выход фракций, %	нач. кипения, ºС	17	32	27-110	58
	до 100 ºС	17	32	0-15	7
	до 150 ºС	17	32	6-26	16
	до 200 ºС	17	32	14-34	25
	до 250 ºС	15	27	23-41	34
	до 300 ºС	17	32	35-51	45
	до 350 ºС	6	7	49-59	56

1.8.3.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Месторождение имеет очень сложное строение из-за наличия тектонических нарушений, высокой расчлененности, невыдержанности продуктивных пластов, выражающихся в значительном изменении эффективных толщин вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями и неоднозначной характеристикой насыщения. Несмотря на сложность сложения, при детальной пластовой корреляции пробуренных скважин отмечается четкое расчленение продуктивного разреза на горизонты. Внутри горизонтов выделены пласты-коллекторы, которые независимо от приуроченности к разным сводам и блокам, хорошо коррелируются и образуют залежи. Разделом между горизонтами являются глинистые пласты

различной толщины.

В продуктивной толще коллекторами являются преимущественно песчаники, реже алевролиты. Тип коллектора поровый.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин. Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до несколько десятков метров.

Характеристика общих, эффективных, нефтенасыщенных толщин коллекторов по всем залежам и блокам месторождения представлены в таблице 1.8.3.6.

Таблица 1.8.3.6 – Характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам

Залежь, объект	Толщина	Наименование	Зоны насыщения		в целом
			нефтяная	водо- нефтяная	
1	2	3	4	5	6
Ю-III а	Общая	Средняя, м	4,7	-	4,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,001	-	0,001
		Интервал изменения, м	4,2-5,4	-	4,2-5,4
	Эффективная	Средняя, м	3,9	-	3,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,006	-	0,006
		Интервал изменения, м	3,0-4,4	-	3,0-4,4
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	3,9	-	3,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,006	-	0,006
		Интервал изменения, м	3,0-4,4	-	3,0-4,4
Ю-III б	Общая	Средняя, м	5,8	11,2	8,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,198	0,144	0,171
		Интервал изменения, м	6,1-8,8	8,0-17,2	6,1-17,2
	Эффективная	Средняя, м	6,9	5,1	6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,655	0,007	0,331
		Интервал изменения, м	6,1-7,7	4,8-5,7	4,8-7,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	6,9	2,6	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,013	0,277	0,045
		Интервал изменения, м	6,1-7,7	0,8-3,7	0,8-7,7
Ю-III в	Общая	Средняя, м	6,8	6,3	6,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,393	-	0,393
		Интервал изменения, м	2,5-14,8	-	2,5-14,8
	Эффективная	Средняя, м	3,8	2,5	3,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,046	-	0,046
		Интервал изменения, м	2,5-6,9	-	2,5-6,9
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	3,8	1,4	2,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,170	-	0,170
		Интервал изменения, м	2,5-6,9	-	2,5-6,9
Ю-III г	Общая	Средняя, м	3,2	-	3,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,008	-	0,008
		Интервал изменения, м	3,1-3,2	-	3,1-3,2
	Эффективная	Средняя, м	2,5	-	2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,018	-	0,018
		Интервал изменения, м	2,3-2,7	-	2,3-2,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	2,5	-	2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,018	-	0,018
		Интервал изменения, м	2,3-2,7	-	2,3-2,7
Ю-IVа	Общая	Средняя, м	4,9	-	4,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,150	-	0,150
		Интервал изменения, м	1,2-11,2	-	1,2-11,2
	Эффективная	Средняя, м	2,3	-	2,3

		Коэф. вариации, д. ед.	0,041	-	0,041
		Интервал изменения, м	1,2-3,2	-	1,2-3,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	2,3	-	2,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,041	-	0,041
		Интервал изменения, м	1,2-3,2	-	1,2-3,2
Ю-IVб	Общая	Средняя, м	2		2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,006		0,006
		Интервал изменения, м	1,9-2,0		1,9-2,0
Ю-IVб	Эффективная	Средняя, м	2		2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,006		0,006
		Интервал изменения, м	1,9-2,0		1,9-2,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	2		2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,006		0,006
		Интервал изменения, м	1,9-2,0		1,9-2,0
Ю-IVв	Общая	Средняя, м	3,8	7,5	5,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,212	-	0,212
		Интервал изменения, м	0,8-5,9	-	0,8-5,9
	Эффективная	Средняя, м	2,4	5,1	3,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,215	-	0,215
		Интервал изменения, м	0,8-4,4	-	0,8-4,4
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	2,5	4,7	3,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,152	-	0,152
		Интервал изменения, м	0,8-4,4	-	0,8-4,4
Ю-IVг	Общая	Средняя, м	2,7		2,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,330		0,330
		Интервал изменения, м	0,7-4,9		0,7-4,9
	Эффективная	Средняя, м	2,5		2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,265		0,265
		Интервал изменения, м	0,7-4,0		0,7-4,0
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	2,5		2,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,265		0,265
		Интервал изменения, м	0,7-4,0		0,7-4,0
Ю-V	Общая	Средняя, м	19	24,5	21,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,324	0,101	0,213
		Интервал изменения, м	0,6-39,6	11,7-39,6	0,6-39,6
	Эффективная	Средняя, м	9,9	8,7	9,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,412	0,254	0,333
		Интервал изменения, м	0,6-23,1	5-21,4	0,6-23,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	9,9	4,8	7,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,412	0,227	0,320
		Интервал изменения, м	0,6-23,1	1-20,6	0,6-23,1
Ю-VIа	Общая	Средняя, м	10,5	10,1	10,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,969	0,119	0,544
		Интервал изменения, м	1,1-48	5,6-14,1	1,1-48
	Эффективная	Средняя, м	4,6	5,9	5,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,560	0,067	0,314
		Интервал изменения, м	1,1-16,1	4,9-7,9	1,1-16,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	4,5	3,7	4,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,556	0,110	0,333
		Интервал изменения, м	1,1-16,1	2,5-5,4	1,1-16,1
Ю-VIб	Общая	Средняя, м	9,9	20,5	15,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,296	0,043	0,170
		Интервал изменения, м	1,5-21	15-26,9	1,5-26,9
	Эффективная	Средняя, м	4,3	6	5,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,287	0,133	0,210
		Интервал изменения, м	1,2-9,7	2,7-8,6	1,2-9,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	4,3	3,2	3,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,282	0,299	0,291
		Интервал изменения, м	1,0-9,7	1-5,3	1,0-9,7
Ю-VIв	Общая	Средняя, м	10,7	17,1	13,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,377	0,119	0,248
		Интервал изменения, м	0,9-26	8,8-23,9	0,9-26

	Эффективная	Средняя, м	6,3	9,6	8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,430	0,113	0,272
		Интервал изменения, м	0,5-13,9	7,1-15,1	0,5-15,1
Ю-VIв	Нефте-насыщенная	Средняя, м	6,3	3,1	4,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,430	0,112	0,271
		Интервал изменения, м	0,5-13,9	0,5-9,4	0,5-13,9
Ю-VIIа	Общая	Средняя, м	11,5	17,5	12,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,396	0,153	0,349
		Интервал изменения, м	2,0-29,1	7,6-27,1	2,0-27,1
	Эффективная	Средняя, м	9,5	14	10,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,378	0,359	0,415
		Интервал изменения, м	2,0-20,8	2,4-24,1	2,0-24,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	9,5	8,9	9,3
		Коэф. вариации, д. ед.	0,378	0,449	0,393
		Интервал изменения, м	2,0-20,8	0,7-18,1	0,7-20,8
Ю-VIIб	Общая	Средняя, м	12,7	20,6	15,0
		Коэф. вариации, д. ед.	0,690	0,170	0,502
		Интервал изменения, м	0,7-36,1	10,9-35,7	0,7-36,1
	Эффективная	Средняя, м	9,3	14,4	10,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,765	0,252	0,734
		Интервал изменения, м	0,7-32,0	2,0-34,2	0,7-34,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	9,3	10,4	9,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,765	0,647	0,730
		Интервал изменения, м	0,7-32,0	1,3-25,9	0,7-32,0
Ю-VIIIа	Общая	Средняя, м	10,8	18,9	14,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,589	0,057	0,323
		Интервал изменения, м	0,9-24,9	12,7-25,2	0,9-25,2
	Эффективная	Средняя, м	5,2	10,5	7,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,601	0,243	0,422
		Интервал изменения, м	0,9-15,2	2,8-19	0,9-19
Ю-VIIIа	Нефте-насыщенная	Средняя, м	5,1	4,7	4,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,646	0,376	0,511
		Интервал изменения, м	0,9-15,2	1,3-9,6	0,9-15,2
Ю-VIIIб	Общая	Средняя, м	12,1	18,1	15,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,339	0,110	0,225
		Интервал изменения, м	0,6-32,9	9,4-25,2	0,6-32,9
	Эффективная	Средняя, м	8,7	10,7	9,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,416	0,204	0,310
		Интервал изменения, м	0,6-21,1	1,8-17,7	0,6-21,1
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	8,7	5,6	7,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,415	0,550	0,483
		Интервал изменения, м	0,6-21,1	1,0-13,5	0,6-21,1
Ю-VIIIв	Общая	Средняя, м	10,9	15,2	13,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,509	0,415	0,462
		Интервал изменения, м	0,7-29,2	1,9-31,3	0,7-31,3
	Эффективная	Средняя, м	5,9	6,2	6,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,681	0,501	0,591
		Интервал изменения, м	0,7-22,4	1,9-14	0,7-22,4
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	5,9	2,8	4,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,681	0,173	0,427
		Интервал изменения, м	0,7-22,4	1,1-4,6	0,7-22,4
Ю-IX	Общая	Средняя, м	20,1	26	23,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,220	0,035	0,128
		Интервал изменения, м	0,6-43,1	15,5-31,3	0,6-43,1
	Эффективная	Средняя, м	11,7	13	12,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,270	0,159	0,215
		Интервал изменения, м	0,6-30	3,4-21	0,6-30
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	11,7	7,4	9,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,252	0,337	0,295
		Интервал изменения, м	1,2-30	1,6-16,5	1,2-30
Ю-Xа	Общая	Средняя, м	12,6	18,6	15,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,434	0,257	0,346

		Интервал изменения, м	0,6-32,8	5,1-38	0,6-38
	Эффективная	Средняя, м	6,9	4,8	5,9
		Коэф. вариации, д. ед.	0,680	0,163	0,422
		Интервал изменения, м	0,6-26,7	2,0-7,9	0,6-26,7
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	6,9	2,7	4,8
		Коэф. вариации, д. ед.	0,687	0,248	0,468
		Интервал изменения, м	0,6-26,7	0,8-5,0	0,6-26,7
Ю-Хб	Общая	Средняя, м	13	24,4	18,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,544	0,136	0,340
		Интервал изменения, м	0,9-32,9	15,6-47	0,9-47
	Эффективная	Средняя, м	5,4	8	6,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,746	0,142	0,444
		Интервал изменения, м	0,9-24,5	4,2-14,1	0,9-24,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	5,4	4,8	5,1
		Коэф. вариации, д. ед.	0,746	0,324	0,535
		Интервал изменения, м	0,9-24,5	0,9-10,4	0,9-24,5
Ю-Хв	Общая	Средняя, м	16,3	28,9	22,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,539	0,140	0,340
		Интервал изменения, м	0,9-41,5	15,4-54,5	0,9-54,5
	Эффективная	Средняя, м	5,7	6,7	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,404	0,196	0,300
		Интервал изменения, м	0,9-16,5	2,4-12,7	0,9-16,5
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	5,7	3,5	4,6
		Коэф. вариации, д. ед.	0,404	0,527	0,466
		Интервал изменения, м	0,9-16,5	0,9-11,2	0,9-16,5
Ю-XI	Общая	Средняя, м	23,3	38,1	30,7
		Коэф. вариации, д. ед.	0,284	0,167	0,226
		Интервал изменения, м	1,7-69	8,0-65,4	1,7-69
	Эффективная	Средняя, м	15,2	32,8	24
		Коэф. вариации, д. ед.	0,441	0,185	0,313
		Интервал изменения, м	1,5-53,6	4,7-60,2	1,5-60,2
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	14,9	18,1	16,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,351	0,384	0,368
		Интервал изменения, м	1,5-47,4	1,9-32,2	1,5-47,4

Залежь Ю-IIIа. Общая толщина в среднем составляет-4,7 м. Коэффициент вариации равен 0,001 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 4,2-5,4 м. Эффективная толщина в среднем составляет 3,9 м. Коэффициент вариации равен 0,006. Интервал изменения находится в диапазоне 3,0-4,4 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,9 м. Коэффициент вариации равен 0,026. Интервал изменения варьирует в диапазоне 3,0-4,4 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,832. Коэффициент вариации составляет 0,026 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,682-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,3. Коэффициент вариации равен 0,183 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-4 м. Коэффициент распространения равен 0,67 д.ед.

Залежь Ю-IIIб. Общая толщина в среднем составляет-8,5 м. Коэффициент вариация равна-0,171 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 6,1-17,2 м. Эффективная толщина в среднем составляет-6 м. Коэффициент вариация равна-0,331. Интервал изменения находится в диапазоне 4,8-7,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,8 м. Коэффициент вариация равна-0,045. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,8-7,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,730. Коэффициент вариация составляет-0,115 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,331-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет

2,2. Коэффициент вариация равна-0,136 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-3 м. Коэффициент распространения равен 1 д.ед.

Залежь Ю-IIIв. Общая толщина в среднем составляет-6,6 м. Коэффициент вариация равна-0,393 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 2,5-14,8 м. Эффективная толщина в среднем составляет-3,2 м. Коэффициент вариация равна-0,046. Интервал изменения находится в диапазоне 2,5-6,9 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-2,6 м. Коэффициент вариация равна-0,170. Интервал изменения варьирует в диапазоне 2,5-6,9 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,624. Коэффициент вариация составляет-0,382 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,392-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2. Коэффициент вариация равна-0,175 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-3 м. Коэффициент распространения равен 0,71 д.ед.

Залежь Ю-IIIг. Общая толщина в среднем составляет-3,2 м. Коэффициент вариация равна-0,008 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 3,1-3,2 м. Эффективная толщина в среднем составляет-2,5 м. Коэффициент вариация равна-0,018. Интервал изменения находится в диапазоне 2,3-2,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-2,5 м. Коэффициент вариация равна-0,018. Интервал изменения варьирует в диапазоне 2,3-2,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,792. Коэффициент вариация составляет-0,112 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,654-0,865 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,3. Коэффициент вариация равна-0,011 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-2 м. Коэффициент распространения равен 1 д.ед.

Залежь Ю-IVа. Общая толщина в среднем составляет-4,9 м. Коэффициент вариация равна-0,150 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,2-11,2 м. Эффективная толщина в среднем составляет-2,3 м. Коэффициент вариация равна-0,041. Интервал изменения находится в диапазоне 1,2-3,2 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-2,3 м. Коэффициент вариация равна-0,041. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,2-3,2 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,634. Коэффициент вариация составляет-0,306 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,286-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,7. Коэффициент вариация равна-0,250 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-3 м. Коэффициент распространения равен 0,75 д.ед.

Залежь Ю-IVб. Общая толщина в среднем составляет-2 м. Коэффициент вариация равна-0,006 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,9-2 м. Эффективная толщина в среднем составляет-2 м. Коэффициент вариация равна-0,006. Интервал изменения находится в диапазоне 1,9-2 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-2 м. Коэффициент вариация равна-0,006. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,9-2 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,622. Коэффициент вариация составляет-0,003 д.ед. Интервал изменения варьирует в

диапазоне 0,610-0,633 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1. Интервал изменения находится в диапазоне 1-2 м. Коэффициент распространения равен 1 д.ед.

Залежь Ю-IVв. Общая толщина в среднем составляет-5,7 м. Коэффициент вариация равна-0,212 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,8-5,9 м. Эффективная толщина в среднем составляет-3,8 м. Коэффициент вариация равна-0,215. Интервал изменения находится в диапазоне 0,8-4,4 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-3,6 м. Коэффициент вариация равна-0,152. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,8-4,4 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,695. Коэффициент вариация составляет-0,108 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,390-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1,6. Коэффициент вариация равна-0,172 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-3 м. Коэффициент распространения равен 0,88 д.ед.

Залежь Ю- IVг. Общая толщина в среднем составляет-2,7 м. Коэффициент вариация равна-0,330 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-4,9 м. Эффективная толщина в среднем составляет-2,5 м. Коэффициент вариация равна-0,265. Интервал изменения находится в диапазоне 0,7-4 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-2,5 м. Коэффициент вариация равна-0,265. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-4 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,762. Коэффициент вариация составляет-0,026 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,698-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 1. Интервал изменения находится в диапазоне 1-8 м. Коэффициент распространения равен 0,85 д.ед.

Залежь Ю-V. Общая толщина в среднем составляет-21,8 м. Коэффициент вариация равна-0,213 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-39,6 м. Эффективная толщина в среднем составляет-9,3 м. Коэффициент вариация равна-0,333 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,6-23,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-7,4 м. Коэффициент вариация равна-0,320. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-23,1 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,501. Коэффициент вариация составляет-0,183 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,036-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,9. Коэффициент вариация равна-0,229 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-8 м. Коэффициент распространения равен 0,97 д.ед.

Залежь Ю- VIа. Общая толщина в среднем составляет-10,3 м. Коэффициент вариация равна-0,544 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,1-48 м. Эффективная толщина в среднем составляет-5,3 м. Коэффициент вариация равна-0,314 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1,1-16,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,1 м. Коэффициент вариация равна-0,333. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,1-16,1 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,617. Коэффициент вариация составляет-0,153

д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,092-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,7. Коэффициент вариация равна-0,193 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-5 м. Коэффициент распространения равен 0,83 д.ед.

Залежь Ю- VIб. Общая толщина в среднем составляет-15,2 м. Коэффициент вариация равна-0,170 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,5-26,9 м. Эффективная толщина в среднем составляет-5,2 м. Коэффициент вариация равна-0,210 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1,2-9,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-3,8 м. Коэффициент вариация равна-0,291. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1-9,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,472. Коэффициент вариация составляет-0,234 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,122-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,8. Коэффициент вариация равна-0,173 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-6 м. Коэффициент распространения равен 0,86 д.ед.

Залежь Ю- VIв. Общая толщина в среднем составляет-13,9 м. Коэффициент вариация равна-0,248 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-26 м. Эффективная толщина в среднем составляет-8 м. Коэффициент вариация равна-0,272 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,5-15,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,7 м. Коэффициент вариация равна-0,271. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,5-13,9 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,635. Коэффициент вариация составляет-0,168 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,146-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,4. Коэффициент вариация равна-0,424 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-6 м. Коэффициент распространения равен 0,74 д.ед.

Залежь Ю- VIIа. Общая толщина в среднем составляет-12,8 м. Коэффициент вариация равна-0,349 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 2,0-27,1 м. Эффективная толщина в среднем составляет-10,4 м. Коэффициент вариация равна-0,415 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 2,0-24,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-9,3 м. Коэффициент вариация равна-0,393. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-20,8 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,921. Коэффициент вариация составляет-0,047 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,180-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,6. Коэффициент вариация равна-0,277 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-6 м. Коэффициент распространения равен 0,74 д.ед.

Залежь Ю- *VIIб.* Общая толщина в среднем составляет-15,0 м. Коэффициент вариация равна-0,502 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-36,1 м. Эффективная толщина в среднем составляет-10,7 м. Коэффициент вариация равна-0,502д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,7-36,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-9,6 м. Коэффициент вариация равна-0,730. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-32 м.

Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,934. Коэффициент вариация составляет-0,026 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,330-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,7. Коэффициент вариация равна-0,437 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-7 м. Коэффициент распространения равен 0,83 д.ед.

Залежь Ю- VIIIа. Общая толщина в среднем составляет-14,9 м. Коэффициент вариация равна-0,323 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-25,2 м. Эффективная толщина в среднем составляет-7,9 м. Коэффициент вариация равна-0,422 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,9-19 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,9 м. Коэффициент вариация равна-0,511. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-15,2 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,638. Коэффициент вариация составляет-0,216 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,100-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,4. Коэффициент вариация равна-0,389 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-6 м. Коэффициент распространения равен 0,89 д.ед.

Залежь Ю- *VIIIб.* Общая толщина в среднем составляет-15,1 м. Коэффициент вариация равна-0,225 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-32,9 м. Эффективная толщина в среднем составляет-9,7 м. Коэффициент вариация равна-0,310 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,6-21,1 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-7,2 м. Коэффициент вариация равна-0,483. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-21,1 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,700. Коэффициент вариация составляет-0,105 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,135-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,4. Коэффициент вариация равна-0,441 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-10 м. Коэффициент распространения равен 0,77 д.ед.

Залежь Ю- VIIIв. Общая толщина в среднем составляет-13,1 м. Коэффициент вариация равна-0,462 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-31,3 м. Эффективная толщина в среднем составляет-6,1 м. Коэффициент вариация равна-0,591 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,7-22,4 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,4 м. Коэффициент вариация равна-0,427. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,7-22,4 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,630. Коэффициент вариация составляет-0,217 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,101-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,5. Коэффициент вариация равна-0,392 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-9 м. Коэффициент распространения равен 0,74 д.ед.

Залежь Ю- IX. Общая толщина в среднем составляет-23,1 м. Коэффициент вариация равна-0,128 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-43,1 м. Эффективная толщина в среднем составляет-12,4 м. Коэффициент вариация равна-0,215 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,6-30 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-9,6 м.

Коэффициент вариация равна-0,295. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,2-30 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,606. Коэффициент вариация составляет-0,114 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,152-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,4. Коэффициент вариация равна-0,263 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-10 м. Коэффициент распространения равен 0,99 д.ед.

Залежь Ю- Ха. Общая толщина в среднем составляет-15,6 м. Коэффициент вариация равна-0,346 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-38 м. Эффективная толщина в среднем составляет-5,9 м. Коэффициент вариация равна-0,422 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,6-26,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,8 м. Коэффициент вариация равна-0,468. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,6-26,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,607. Коэффициент вариация составляет-0,186 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,091-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,8. Коэффициент вариация равна-0,250 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-7 м. Коэффициент распространения равен 0,82 д.ед.

Залежь Ю- Хб. Общая толщина в среднем составляет-18,7 м. Коэффициент вариация равна-0,340 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-47 м. Эффективная толщина в среднем составляет-6,7 м. Коэффициент вариация равна-0,444 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,9-24,5 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-5,1 м. Коэффициент вариация равна-0,535. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-24,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,502. Коэффициент вариация составляет-0,350 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,042-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,8. Коэффициент вариация равна-0,301 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-8 м. Коэффициент распространения равен 0,96 д.ед.

Залежь Ю- Хв. Общая толщина в среднем составляет-22,6 м. Коэффициент вариация равна-0,340 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-54,5 м. Эффективная толщина в среднем составляет-6,2 м. Коэффициент вариация равна-0,300 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 0,9-16,5 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-4,6 м. Коэффициент вариация равна-0,466. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,9-16,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,476. Коэффициент вариация составляет-0,404 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,054-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 2,8. Коэффициент вариация равна-0,301 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-8 м. Коэффициент распространения равен 0,86 д.ед.

Залежь Ю- XI. Общая толщина в среднем составляет-30,7 м. Коэффициент вариация равна-0,226 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,7-69 м. Эффективная толщина в среднем составляет-24 м. Коэффициент вариация равна-0,313 д.ед. Интервал изменения

находится в диапазоне 1,5-60,2 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет-16,5 м. Коэффициент вариация равна-0,368. Интервал изменения варьирует в диапазоне 1,5-47,4 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,710. Коэффициент вариация составляет-0,141 д.ед. Интервал изменения варьирует в диапазоне 0,022-1 м. Коэффициент расчлененности в среднем составляет 3,04. Коэффициент вариация равна-0,288 д.ед. Интервал изменения находится в диапазоне 1-8 м. Коэффициент распространения равен 0,97 д.ед.

В таблице 1.8.3.7 приведены статистические показатели характеристики неоднородности по залежам и объектам.

Из таблицы видно, что практически все залежи характеризуются коэффициентами распространения менее 1, что свидетельствует о прерывистости коллектора. Это видно на структурных картах по кровле коллектора, где часть структуры занимают зоны отсутствия коллекторов. Коэффициентом распространения коллекторов равным 1,0 обладают залежи Ю-IIIб, Ю-IIIг и Ю-IVг.

Средний коэффициент расчлененности по залежам колеблется от 1 (Ю-IVб, Ю-IVг) до 3,0 (залежь Ю- XI), наибольшее количество пропластков (до 10) отмечаются в залежах Ю-VIII и Ю-IX.

Среднее значение коэффициента песчанистости, характеризующее долю коллектора в выделенном пласте по всем горизонтам, колеблется от 0,472 д. ед. (залежь VIб), до 0,792 д.ед. (залежь Ю-IIIг).

Таблица 1.8.3.7 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Объект	Кол-во скв., исполь-зуемых для опреде-ления	Коэффициент песчанистости, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэфф. распрос-транения, д.ед.
			среднее значение	коэфф. вариа-ции	интервал изменения	среднее значение	коэфф. вариа-ции	Интервал измене-ния	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Ю-III а		3	0,832	0,026	0,682-1	1,3	0,183	1-4	0,67
Ю-III б		6	0,730	0,115	0,331-1	2,2	0,136	1-3	1
Ю-III в		6	0,624	0,382	0,392-1	2	0,175	1-3	0,71
Ю-III г		2	0,792	0,112	0,654-0,865	1,3	0,011	1-2	1
Ю-III	**9**		**0,722**	**0,209**	**0,331-1**	**1,8**	**0,041**	**1-4**	**0,88**
Ю-IV а		3	0,634	0,306	0,286-1	1,7	0,250	1-3	0,75
Ю-IV б		2	0,622	0,003	0,610-0,633	1	0	1-2	1
Ю-IV в		7	0,695	0,108	0,390-1	1,6	0,172	1-3	0,86
Ю-IV г		8	0,762	0,026	0,698-1	1	0	1-8	0,85
Ю-IV	**8**		**0,679**	**0,217**	**0,286-1**	**1,3**	**0,118**	**1-8**	**0,870**
Ю-V	**7**	**38**	**0,501**	**0,183**	**0,036-1**	**3,9**	**0,229**	**1-8**	**0,97**
Ю-VI а		23	0,595	0,189	0,092-1	2,7	0,193	1-5	0,83
Ю-VI б		28	0,472	0,234	0,122-1	2,8	0,173	1-6	0,86
Ю-VI в		21	0,635	0,168	0,146-1	2,4	0,424	1-6	0,76
Ю-VI	**6**		**0,567**	**0,202**	**0,092-1**	**2,6**	**0,263**	**1-6**	**0,81**
Ю-VII а		33	0,921	0,047	0,180-1,0	2,6	0,277	1-6	0,74
Ю-VII б		32	0,934	0,026	0,330-1,0	2,7	0,437	1-7	0,83
Ю-VII	5		0,928	0,037	0,255-1	2,65	0,357	1-7	0,79

Ю-VIII а		47	0,638	0,216	0,100-1	2,4	0,389	1-6	0,89
Ю-VIII б		69	0,700	0,105	0,135-1	2,4	0,441	1-10	0,77
Ю-VIII в		76	0,630	0,217	0,101-1	2,5	0,392	1-9	0,74
Ю-VIII	**4**		**0,656**	**0,179**	**0,100-1**	**2,4**	**0,407**	**1-10**	**0,80**
Ю-IX	**3**	**113**	**0,606**	**0,114**	**0,152-1**	**3,4**	**0,263**	**1-10**	**0,99**
Ю-X а		86	0,607	0,186	0,091-1	2,8	0,250	1-7	0,83
Ю-X б		96	0,502	0,350	0,042-1	2,8	0,301	1-8	0,96
Ю-Xв		81	0,476	0,404	0,054-1	2,8	0,301	1-8	0,86
Ю-X	**2**		**0,527**	**0,320**	**0,042-1**	**2,8**	**0,288**	**1-8**	**0,88**
Ю-XI	**1**	**108**	**0,710**	**0,141**	**0,022-1**	**3,04**	**0,288**	**1-8**	**0,97**

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов составлена по материалам изучения керна и результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований. Детально объём выполненных петрофизических и геофизических исследований, использованных для характеристики коллекторских свойств, обоснование граничных значений коллекторов, методики определения подсчётных параметров, приведены в работе.

Характеристика коллекторских свойств по керну

На месторождении Арыстановское после работы с отбором керна пробурены 50 скважин; 14 из них с отбором керна.

Всего по месторождению проходка с отбором керна выполнена в 48 скважинах, и на дату составления отчета составила 3488,95м, вынос - 2234,71 м или 64,05% от проходки; изучено 1652 образцов. Сведения о наличии изученного керна по горизонтам приведены в таблице 1.8.3.8.

Таблица 1.8.3.8 – Освещенность продуктивных горизонтов керном

Сведения о керне		Горизонт									Итого
		III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	
Проходка, м		209	227	305	543	373	575,2	425	640,4	191,35	3488,95
Вынос	м	88,7	114,5	145,3	299,6	268,5	370,8	286,6	504,64	156,06	2234,71
	%	42,4	50,5	47,64	55,2	71,97	64,47	67,44	78,8	81,56	64,05
Количество образцов	Всего	51	90	147	249	192	250	310	161	205	1652
	Коллектор	10	14	56	25	62	70	138	39	150	564

В таблице 1.8.3.9 приведены виды и объем исследований керна по горизонтам месторождения.

Таблица 1.8.3.9 - Комплекс лабораторных исследований керна и количество определений по продуктивным горизонтам

Вид исследования	Количество определений									Всего
	Горизонты									
	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII	Ю-VIII	Ю-IX	Ю-X	Ю-XI	
Плотность зерен, обр.	40	80	154	229	179	285	261	158	202	**1588**
Пористость (открытая и полная) обр.	51	90	143	249	192	250	310	161	205	**1652**
Насыщенность нефтью, обр.		18	29	61	24	13	42	8	5	**200**
Насыщенность водой, обр.		18	29	61	24	13	42	8	5	**200**
Абсолютная газопроницаемость, обр.	10	23	90	61	109	164	242	91	188	**978**
Проницаемость по Клинкенбергу, обр.			50	3	95	105	48	45	83	**429**
Карбонатность, обр.	47	86	108	233	133	180	275	124	154	**1340**
Гранулометрический. состав, обр.	31	66	90	176	126	121	243	101	160	**1114**
УЭС при 100%-ной и переменной водонас., обр.			9	7	47	58	81	37	75	**314**

Остаточная водонасыщенность, обр.			9	3	45	58	75	35	75	**300**
Кривые капиллярного давления, обр.			9	3	29	32	23	31	55	**182**
Определение коэффициента вытеснения нефти водой, обр.			4		12	10	5	6	22	**59**
Определение ОФП, обр.			4		12	10	5	6	22	**59**
Шлифы, ед.			9		27	27	9	6	47	**125**
Сжимаемость, обр.					25	32	7		28	**92**
Ртутная порометрия, обр.			9		38	33	7	6	18	**111**
Смачиваемость, обр.			4		12	10	5		6	**37**
ЯМР, обр.					30	22				**52**

Продуктивные горизонты представлены преимущественно песчаниками, реже алевролитами, с прослоями аргиллитов; заметно обогащены углефицированным растительным детритом, как в рассеянном состоянии, так и в виде отдельных прослоев углей.

Отбор и изучение керна выполнялись в период разведки и продолжаются в настоящее время. Керн изучался на протяжении длительного периода в лабораториях КазНИГРИ, НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «STRATUM CER».

На образцах керна выполнены

- стандартные исследования: пористость открытая и полная, плотность объёмная и зёрен, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность;
- специальные исследования: УЭС при переменной и 100% водонасыщенности, остаточная водонасыщенность, проницаемость по Клинкенбергу, пористость методом ЯМР, смачиваемость, ОФП и коэффициент вытеснения методом центрифугирования, ртутная порометрия и кривые капиллярного давления.

Характеристика коллекторских свойств по ГИС

На месторождении характеристика ёмкостных свойств по состоянию изученности на 01.07.2024 г. выполнена с учётом результатов интерпретации материалов ГИС по новым 50 скважинам, пробуренные после ПЗ_2020.

Комплекс промыслово-геофизических методов включал методы сопротивления в разном сочетании (БК, ИК, БКЗ, МБК, МЗ), радиоактивный каротаж (ГК, НГК, НК), плотностной (ГГКП), акустический (АК) каротажи. При выделении коллекторов и разделении по характеру насыщения руководствовались прямыми признаками, основанными на проникновении фильтрата в пласт, и критическими значениями Кп≥0,10 д.ед, Кпр≥0,7 *10^{-3}мкм^2, Кгл≤0,40 д.ед., Кнг≥0,40 д.ед.

В основу интерпретации были положены теоретические уравнения связи глинистости и пористости с геофизическими параметрами, а для определения коэффициента нефтенасыщенности – петрофизические зависимости, полученные на керне из отложений продуктивной толщи.

Определение глинистости выполнялось по ГК с использованием зависимости для древних

пород В.В. Ларионова. Определение пористости осуществлялось по комплексу методов АК, НК, ГГКП, ГК. Коэффициент нефтенасыщенности определялся по методу электрического сопротивления с использованием петрофизических связей Дахнова-Арчи, построенных на данных изучения керна месторождения Арыстановское и по методике «двойной воды» для глинистых коллекторов. Проницаемость рассчитана по уравнению, полученному по связи проницаемости с пористостью, построенной по анализам керна месторождения.

В таблице 1.8.3.10 приведена характеристика пород коллекторов по горизонтам на базе анализов керна и материалов ГИС. Из приведенной обобщённой сравнительной литолого-петрофизической характеристики коллекторов по горизонтам можно сделать следующие выводы: сопоставимость пористости и проницаемости, определённых по керну и ГИС, удовлетворительная, гранулометрический состав по мере погружения изменяется от мелко-тонкозернистого к среднезернистому, содержание пелитовой фракции уменьшается, содержание карбонатной составляющей незначительно увеличивается. Фильтрационно-емкостные свойства горизонтов соизмеримы. Коллекторы можно охарактеризовать как средне- и низко поровые, преимущественно слабопроницаемые.

На фоне остальных горизонтов незначительным увеличением фильтрационно-ёмкостных свойств и близостью гранулометрического состава выделяются горизонты Ю-III, Ю-V, Ю XI.

Таблица 1.8.3.10 - Литолого-петрофизическая характеристика юрских горизонтов

Горизонт	Порис-тость, д.ед	Прони-цаемость, фм^2	Гранулометрический состав, %						Карбо-натность,%
			>1мм	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,01	<0,01	
Ю-III	0,14/0,16	19,6/33,8	0	0,18	4,3	16,5	40,8	36,8	4,4
Ю-IV	0,14/0,15	7,0/19,9	0	0,27	0,6	19,9	43,4	37,9	4,45
Ю-V	0,14/0,15	30,6/9,3	0,34	5,4	10,2	20,3	23,2	32,5	8,11
Ю-VI	0,13/0,14	8,6/11,5	0,00	0,34	3,9	26,1	32,6	34,5	3,40
Ю-VII	0,15/0,14	23,4/9,1	0,59	12,3	22,8	16,9	15,9	27,4	3,91
Ю-VIII	0,13/0,14	8,6/6,8	4,72	12,1	19,1	18,2	18,6	22,6	4,80
Ю-IX	0,13/0,14	10,7/7,2	0,06	2,3	23,0	30,8	13,4	22,2	8,24
Ю-X	0,13/0,14	11,8/9,1	2,13	6,5	14,2	22,6	19,5	30,2	4,97
Ю-XI	0,13/0,15	18,5/13,8	2,38	10,0	34,2	20,2	7,9	19,0	6,18

Примечание: в графах «пористость» и «проницаемость» определение по «керн/ГИС»

Детальная статистическая характеристика горизонтов по пористости, проницаемости приведена в таблицах 1.8.3.11 и 1.8.3.12.

Таблица 1.8.3.11 - Ряды распределения проницаемости по горизонтам

Интервалы изменения проницаемости, фм^2	Количество случаев по горизонтам								
	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
По исследованиям на керне									
0,7-10	7	10	44	20	35	69	122	32	100
10-50	2	4	10	4	40	21	11	11	45
50-100	-	-	4	1	6	2	5	3	5
100-300	1	-	8	-	3	-	1	-	5
300-1000	-	-	1	-	-	-	1	-	1
По геофизическим исследованиям									
0,7-10	341	327	261	350	187	363	260	470	214

10-50	243	118	67	84	30	44	37	94	68
50-100	51	18	7	7	4	6	4	13	7
100-300	12	5	2	4	2	2	2	7	6
300-1000	5	5	-	2	1	-	-	-	-

В таблице 1.8.3.11 приведены ряды распределения проницаемости, определённой по керну и по ГИС, где видно, что по всем горизонтам подавляющее число значений приходится на диапазон до 10 фм^2; в диапазоне 10-50 фм^2 количество случаев в пределах 1 - 45; с проницаемостью более 50 фм^2 количество образцов по всем горизонтам в сумме составляет 47. Можно также отметить хорошую сопоставимость проницаемости, определённой разными способами – по керну и ГИС.

Статистическая характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам приведена в таблице 1.8.3.12.

Таблица 1.8.3.12 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам

Гори-зонт	**Метод определения**	**Наименование**	**Проницаемость , фм^2**	**Пористость, д. ед.**	**Начальная нефтенасы-щенность, д.ед.**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Ю-III	лабораторные исследования керна	количество скважин	4	4	-
		кол-во определений	10	10	-
		среднее значение	19,60	0,14	-
		интервал изменений	0,96-126,00	0,12-0,17	-
		коэффициент вариаций	1,854	0,108	-
	геофизические исследования скважин	Количество скважин	85	132	8
		кол-во определений	651	955	17
		среднее значение	33,76	0,16	0,53
		интервал изменений	0,7 -1606,58	0,1-0,3	0,42-0,71
		Коэффициент вариаций	3,402	0,168	0,137
Ю-IV	лабораторные исследования керна	количество скважин	6	6	-
		кол-во определений	14	14	-
		среднее значение	7,01	0,14	-
		интервал изменений	0,69-27,70	0,10-0,20	-
		коэффициент вариаций	1,158	0,235	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	85	132	12
		кол-во определений	473	717	25
		среднее значение	19,93	0,15	0,52
		интервал изменений	0,74-1103,71	0,1-0,30	0,41-0,68
		коэффициент вариаций	4,054	0,173	0,131
Ю-V	лабораторные исследования керна	количество скважин	5	6	-
		кол-во определений	67	59	-
		среднее значение	30,60	0,15	-
		интервал изменений	0,93-321	0,11-0,20	-
		коэффициент вариаций	1,876	0,136	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	85	129	34
		кол-во определений	338	495	96
		среднее значение	9,31	0,15	0,55
		интервал изменений	0,72-245,26	0,10-0,31	0,40-0,72
		коэффициент вариаций	1,955	0,182	0,149
Ю-VI	лабораторные исследования керна	количество скважин	6	6	-
		кол-во определений	25	25	-
		среднее значение	8,64	0,13	-
		интервал изменений	0,79-64,40	0,10-0,18	-
		коэффициент вариаций	1,733	0,176	-
	геофизические	количество скважин	88	129	41

	исследования скважин	кол-во определений	450	666	156
		среднее значение	11,48	0,14	0,55
		интервал изменений	0,71-573,18	0,10-0,22	0,40-0,75
		коэффициент вариаций	3,14	0,171	0,154
Ю-VII	лабораторные исследования керна	количество скважин	6	15	-
		кол-во определений	84	140	-
		среднее значение	23,42	0,15	-
		интервал изменений	0,7-219	0,1-0,22	-
		коэффициент вариаций	1,527	0,196	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	77	107	47
		кол-во определений	223	326	136
		среднее значение	9,08	0,14	0,54
		интервал изменений	0,77-244,2	0,10-0,33	0,40-0,74
		коэффициент вариаций	2,624	0,211	0,147
Ю-VIII	лабораторные исследования керна	количество скважин	9	12	-
		кол-во определений	92	173	-
		среднее значение	8,63	0,13	-
		интервал изменений	0,75-56,10	0,10-0,18	-
		коэффициент вариаций	1,344	0,149	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	84	126	102
		кол-во определений	414	600	392
		среднее значение	6,82	0,14	0,55
		интервал изменений	0,72-256,14	0,10-0,22	0,40-0,84
		коэффициент вариаций	2,439	0,14	0,166
Ю-IX	лабораторные исследования керна	количество скважин	16	15	-
		кол-во определений	140	118	-
		среднее значение	10,7	0,13	-
		интервал изменений	0,72-401	0,10-0,16	-
		коэффициент вариаций	3,605	0,131	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	84	127	104
		кол-во определений	306	474	355
		среднее значение	7,19	0,14	0,55
		интервал изменений	0,75-163,5	0,10-0,22	0,40-0,81
		коэффициент вариаций	2,056	0,152	0,160
Ю-X	лабораторные исследования керна	количество скважин	4	9	-
		кол-во определений	46	40	-
		среднее значение	11,78	0,13	-
		интервал изменений	0,86-99,74	0,10-0,17	-
		коэффициент вариаций	1,558	0,155	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	86	131	116
		кол-во определений	584	891	616
		среднее значение	9,08	0,14	0,60
		интервал изменений	0,7-163,98	0,10-0,25	0,40-0,85
		коэффициент вариаций	1,928	0,168	0,163
Ю-XI	лабораторные исследования керна	количество скважин	9	10	-
		кол-во определений	156	196	-
		среднее значение	18,54	0,14	-
		интервал изменений	0,72-462,60	0,10-0,22	-
		коэффициент вариаций	2,568	0,159	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	75	109	97
		кол-во определений	294	407	331
		среднее значение	13,8	0,15	0,58
		интервал изменений	0,7-239,24	0,10-0,23	0,40-0,85
		коэффициент вариаций	2,099	0,143	0,162

1.8.3.3 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки — это отдельный продуктивный пласт,

группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

Месторождение Арыстановское приурочено к Северо-Устюртской нефтегазоносной зоне, где установлены залежи углеводородов в отложениях средней и нижней юры.

Всего на месторождении установлено девять продуктивных горизонтов, стратиграфически приуроченных: III, IV – к батским; V, VI, VII, VIII, IX, X – к байос-ааленским и XI – к нижнеюрским отложениям.

В разделе 2.5 представлена сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа меловых и юрских горизонтов месторождения Арыстановское.

Объект разработки. Согласно утвержденного документа выделяются 9 объектов, из них 2 возвратных.

I объект - горизонт Ю-XI;

II объект - горизонт Ю-X;

III объект - горизонт Ю-IX;

IV объект - горизонт Ю-VIII;

V объект - горизонт Ю-VII;

VI объект - горизонт Ю-VI;

VII объект - горизонт Ю-V;

VIII возвратный объект - горизонт Ю-IV;

IX возвратный объект - горизонт Ю-III.

Выделяя объекты разработки, также опирались на исходные геолого-физические характеристики по залежам (таблица 1.8.3.13).

На текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также оценки геологических запасов нефти, рекомендуется оставить текущее выделение объектов.

Таблица 1.8.3.13 - Основные исходные геолого-физические характеристики по залежам

п/п	Наименование	Основные объекты разработки															
		Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI а	Ю-VI б	Ю-VI в	Ю-VII а	Ю-VII б	Ю-VIII а	Ю-VIII б	Ю-VIII в	Ю-IX	Ю-X а	Ю-X б	Ю-X в	Ю-XI
1	Средняя глубина залегания, м	-2372	-2423,5	-2464	-2517	-2543	-2570	-2591	-2638	-2645,5	-2659	-2667,5	-2697	-2724	-2667	-2792	-2847
2	Тип залежи	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные															
3	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
4	Площадь нефтеносности, тыс.м2	3466	4465	8807	5034	6378	3577	6156	5393	8907	12753	13319	23880	17647	18556	16064	27483
5	Средняя общая толщина, м	29,3	19,2	18,8	8,7	13	11,6	15,3	13,9	14,3	12,5	10,2	20,7	13	17,8	19,2	24,1
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,2	2,3	9,9	4,5	4,3	6,3	9,2	9,8	5,1	8,7	5,9	11,7	6,9	5,4	5,7	14,9
7	Пористость, д.ед.	0,17	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,14	0,15
8	Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,54	0,47	0,55	0,55	0,55	0,55	0,54	0,55	0,53	0,56	0,56	0,56	0,65	0,6	0,59	0,59
9	Проницаемость (по керну/по ГДИ), 10-3 мкм2	-/4,6	2,11/1,93	3,06/41,89	-/1,93	-/1,93	-/1,93	5,33/1,93	2,11/1,93	-/4,6	-/4,6	-/4,6	-/4,6	-/1,93	-/1,93	-/1,93	5,33/1,93
10	Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,722	0,679	0,495	0,595	0,472	0,633	0,784	0,746	0,638	0,7	0,63	0,604	0,602	0,502	0,476	0,71
11	Коэффициент расчлененности, д.ед.	1,8	1,3	3,9	2,7	2,8	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	3,4	2,8	2,8	2,8	3
12	Пластовое давление, МПа			20,7	13,7	13,7	13,7	18,8	18,8	14,8	15,1	14,9	19,4	15,9	15,9	16,4	19,8
13	Пластовая температура, 0С			106,4	109,0	109,0	109,0	107,55	107,55	108,25	109,9	111,4	111,4	115,4	115,4	115,18	114,9
14	Начальное пластовое давление, МПа	26,41	28,44	26,15	27,56	27,56	27,56	28,55	28,55	28,59	28,59	28,59	31,15	31,45	31,45	31,45	33,26
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	1,1	1,55	1,55	1,55	1,04	1,04	0,84	0,84	0,84	0,29	0,23	0,23	0,23	0,33
16	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см3	-	-	0,741	0,7	0,7	0,7	0,688	0,688	0,745	0,745	0,745	0,68	0,654	0,654	0,654	0,688
17	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,203	1,229	1,164	1,355	1,355	1,355	1,287	1,287	1,178	1,178	1,178	1,403	1,383	1,383	1,383	1,348
18	Содержание серы в нефти, %	0,07	0,13	0,061	0,06	0,06	0,06	0,09	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06
19	Содержание парафина в нефти, %	20,7	28,4	18,7	16,5	16,5	16,5	15,4	15,4	16,4	16,4	16,4	17,1	18,1	18,1	18,1	14,9
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	9,8	12	9,8	11,4	11,4	11,4	11,7	11,7	8,3	8,3	8,3	14,8	15,96	15,96	15,96	12,4
21	Газосодержание, м3/т	38,7	53,1	56,5	84,7	84,7	84,7	87,32	87,32	42,28	42,28	42,28	138,83	133,1	133,1	133,1	118,7
22	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	0,4	0,4	0,4	0,39	0,39	0,36	0,36	0,36	-	0,36	0,36	0,36	0,33
23	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м3	-	-	-	1,124	1,124	1,124	1,121	1,121	1,128	1,128	1,128	1,105	1,114	1,114	1,114	1,104
24	Средняя продуктивность, 10 м3/ (сут*МПа)																
25	Средняя приемистость, 10 м3/ (сут*МПа)																
26	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ или состоящие на Гос. балансе) в том числе по категории в+С1/ С2	577	455	3106	739	1015	535	1526	1647	1572	4480	3431	11077	5019	4610	3370	15022
	В+С1	404	311	2548	644	865	385	949	655	275	3225	2125	9162	4103	1881	2216	14560
	С2	173	144	558	95	150	150	577	992	1297	1255	1306	1915	916	2729	1154	462
27	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе) в том числе по категории в+С1/ С2	82	75	691	129	170	80	244	254	119	548	497	2145	942	805	500	3593
	В+С1	62	58	609	115	150	61	179	145	32	469	366	1865	854	440	358	3563
	С2	20	17	82	14	20	19	65	109	87	79	131	280	88	365	142	30
28	Коэффициент извлечения, д.ед. в том числе по категории в+С1/ С2	0,142	0,165	0,222	0,175	0,167	0,150	0,160	0,154	0,076	0,122	0,145	0,194	0,188	0,175	0,148	0,239
	В+С1	0,153	0,186	0,239	0,179	0,173	0,158	0,189	0,221	0,116	0,145	0,172	0,204	0,208	0,234	0,162	0,245
	С2	0,116	0,118	0,147	0,147	0,133	0,127	0,113	0,110	0,067	0,063	0,100	0,146	0,096	0,134	0,123	0,065

1.8.3.4 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 2 варианта разработки месторождения Арыстановское, которые различаются: плотностями сетки скважин (количеством скважин); темпами ввода новых скважин из бурения в эксплуатацию; применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки 25 га/скв (500х500 м). Проектная глубина новых скважин составляет 3100 м.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета ТОО «Кен-Сары». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей. Размещение проектных добывающих скважин во всех рассматриваемых вариантах было принято осуществлять на толщине не менее 4 метров.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды. Для увеличения охвата площади эксплуатационных объектов заводнением и изменения потоков фильтрации предусматривается организация на данной стадии разработки приконтурного заводнения за счет перевода отдельных добывающих скважин под закачку. Организация системы заводнения в блоках зависит от их размеров и геолого-геофизической характеристики.

Сетка скважин, пробуренных на месторождении, близка к оптимальной. Более редкая сетка скважин для небольших по площади залежей месторождения Арыстановское была бы неприемлема из-за невозможности организовать систему воздействия, более густая – экономически нецелесообразна.

Обоснование дебитов проектных скважин проведено с учетом фактических данных о дебитах, продуктивности и удельной продуктивности скважин, полученных в процессе эксплуатации месторождения.

Как показал анализ, начальные дебиты и продуктивность скважин нельзя использовать для обоснования дебитов проектных скважин, т.к. за время разработки давление в залежах снизилось относительно первоначального, что привело к снижению начальной продуктивности скважин.

При обосновании продуктивности проектных скважин с надежностью их реализации не менее 90 % использован удельный коэффициент продуктивности скважин на один метр вскрытой эффективной нефтенасыщенной толщины:

$$K_{прод}^{тек} = K_{прод}^{уд} * h_{эф.} * K_{,экспл.};$$

Вероятные значения коэффициентов продуктивности новых добывающих скважин, вводимых из бурения, определены исходя из текущей продуктивности соседних скважин в период эксплуатации. При расчёте проектного дебита скважин принята средняя продуктивность, определённая по соседним скважинам.

В таблице 1.8.3.14 приведены прогнозируемые дебиты проектных скважин по вариантам, где $K_{прод}$ определен по полученной зависимости, $h_{эф}$ – по картам эффективных нефтенасыщенных толщин.

Таблица 1.8.3.14- Эффективные толщины, продуктивность и дебиты проектных скважин

Объект	Гори-зонт	Уд. коэф. продукт, т/сут/МПа	Эффект. нефтенас. толщина проект. скв., м	Коэф. продук-тивности, т/сут/МПа	Дебит пр. скв, т/сут
I	Ю-XI	0,15	13,2	2,7	21
II	Ю-X	0,10	12,4	1,4	17
III	Ю-IX	0,48	13,1	1,6	22
IV	Ю-VIII	0,08	12,0	1,4	12
VII	Ю-V	0,36	10,0	2,7	12

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин проведено с учетом геолого-физических особенностей и опыта разработки месторождения.

Для нагнетательных скважин рациональное забойное давление должно быть на уровне несколько ниже давления гидроразрыва пластов.

Давление гидроразрыва пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{ГРП} = P_г + G_P,$$

где $P_{грп}$ - забойное давление разрыва пласта, $P_г = H * \rho_n * g$ - горное давление;

$G_р$ - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $G_р$ = 1,5 - 3,0 МПа);

H - глубина залегания пласта;

ρ_n - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200- 2600кг/м^3, в среднем 2300 кг/м^3;

g - ускорение свободного падения.

При проектировании разработки нефтяного месторождения определяется рациональная величина забойного давления добывающих скважин, обеспечивающая увеличение текущей и суммарной добычи нефти.

Проведенный анализ энергетического состояния основных горизонтов показывает, что разработка залежей месторождения осуществляется при давлении, сниженном относительно

начального, и начальные дебиты должны корректироваться в сторону уменьшения с учетом снижения забойного давления. Нефтеотдача также корректируется с учетом явления увеличения вязкости нефти.

Исследования по определению рациональной величины забойного давления или депрессии должны проводиться для каждой добывающей скважины на основе конкретных данных.

Ниже представлено описание вариантов разработки:

Вариант 1 - базовый вариант.

В качестве базового варианта в настоящем Дополнении к Проекту разработки рассмотрено продолжение разработки утвержденного варианта 3 действующего проектного документа ПР-2021 г. Согласно которого в данном варианте предусмотрено бурение оставшихся 9 добывающих скважин и перевод 2025 год. Темп бурения по объектам 2 ед добывающих в I объект, 1 ед добывающих II объект, 2 ед добывающих 1 ед нагнетательной III объект, 2 ед добывающих в IV обьекте, 1 ед добывающих VI обьекте. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин составит 123 ед. и 21 ед., соответственно.

При этом ППД будет организовано на основных объектах. Возвратные объекты предлагается эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии до уровня давления насыщения нефти растворенным газом.

Бурение 9 новых проектных скважин предусмотрено на 2025 год. При этом ГРП будет осуществляться в каждой пробуренной скважине, как и предусмотрено в проектном документе. С целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса на существующих скважинах предусматривается одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) в количестве 6 ед.

Вариант 2 ***предусматривает бурение 30 добывающих скважин***. Разбуривание будет осуществляться равномерно с постоянным темпом бурения 10 скважин в год. Также в данном варианте предусмотрено применение ГРП в каждой пробуренной добывающей скважине. Технологияодновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предусматривается в количестве 10 ед. (111, 204, 510, 331, 425, 602, 50, 316, 619, 240).

Дополнительно переводятся под нагнетание воды из добывающего фонда 41 скважина после отработки на нефть.

Также рассматриваются геолого-технические мероприятия, направленные на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия, переводы на другие объекты, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 133 ед. и 50 ед. соответственно.

Таблица 1.8.3.15 – Месторождения Арыстановское. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты	
	I	II
Режим разработки	Водонапорный-основные объекты Упругий - возвратные объекты	
Система размещения скважин	площадная	
Расстояние между скважинами, м	500*500	
Плотность сетки, га/скв	20	
Режим работы скважин:		
-добывающих, Рзаб, МПа	Рпл>Рнас	Рпл>Рнас
-нагнетательных, Рнаг, МПа	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,9	0,9
Коэффициент эксплуатации скважин:		
- добывающих	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	123/21	133/50
Ввод новых скважин из бурения:		
- добывающих, ед.	8	30
- нагнетательных, ед	1	0
Принятый коэффициент компенсации		
закачкой отбора, %	100	100

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению Арыстановское представлены в разделе 4.1.

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
3) коэффициент компенсации по залежам;
4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
5) отношение пластового давления к забойному давлению;
6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
7) объемы добычи углеводородов;
8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

1) плотность сетки эксплуатационных скважин;

2) соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;

3) коэффициент компенсации по залежам;

4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

5) отношение пластового давления к забойному давлению;

6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

7) объемы добычи углеводородов;

8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по I, II, III, IV, V, VI, VII объектам и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя их требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 3 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Арыстановское по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 1.8.3.16.

Таблица 1.8.3.16 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Характеристика	Объект								
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII возвр.	IX возвр.
1	Плотность сетки скважин, га/скв	20	25	15	22	11	25	20	25	25
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	47/18	24/11	31/10	15/4	14/5	8/2	11/4	3/-	2/-
3	Коэффициент компенсации отборов	65	95	98	61	50	73	64		
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения									
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа									
6	Максимальная допустимая величина газового фактора по скважинам, $м^3/т$	147,3	168,3	167,1	47,0	110,3	98,3	62,3	53,1	38,7
7	Объемы добычи углеводородов	+/- 10 % от годовых показателей добычи								
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	+/- 10 % от годовых показателей добычи								
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения								

1.8.3.5 Оценка воздействия на недра

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;

- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием аэрированных растворов, пен и так далее;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке газовых и нефтяных месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и нефти, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль над состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности,

пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений. Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на недра.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду ***по каждому из рассматриваемых вариантов*** при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***воздействие высокой значимости*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Арыстановское ожидаются существенные воздействия на геологическую среду от намечаемой деятельности. Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта

Месторождение Арыстановское располагается в пределах Северо-Устюртского нефтегазоносного бассейна и входит в контрактную территорию ТОО «КЕН-САРЫ», площадь которой, согласно выданному геологическому отводу, составляет 624 кв.км. В пределах блоков

XXXIII-16 D, E, F; XXXIV-16 A, B, C (месторождение Арыстановское) Мангистауской области Республики Казахстан.

Потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей в рамках реализации намечаемой деятельности на месторождении Арыстановское не предполагается, ввиду отстутствия изменений в площади геологического отвода и соответственно в границах проведения намечаемых работ. Исключением являются площадки проектируемых скважин, отводимых под буровые работы и испытание.

Согласно почвенно-географическому районированию территория обследования относится к Арало-Каспийской почвенной провинции, пустынной зоне, подзоне северной пустыни. В почвенно-географическом отношении район исследований лежит в зоне распространения бурых пустынных почв. Северо-восточная его часть относится к эоловой равнине, отличается сложным волнисто-увалистым рельефом с соровыми понижениями различного размера и конфигурации. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески и супеси. Преобладающее распространение в почвенном покрове получили бурые пустынные нормальные почвы автоморфного режима формирования, приуроченные к периферии песчаного массива Прикаспийские Каракумы. Они образующих сочетания с солончаками соровыми, занимающими депрессии рельефа. Местами по выровненным межувальным понижениям формируются бурые пустынные солонцеватые и солонцевато-солончаковые почвы, образующие комплексы с солонцами пустынными.

Почвы юго-западной части района обследования, территориально относящейся к Приморской равнине (Мертвый Култук), являются молодыми в генетическом отношении. Образование почв связано с недавним отступлением моря и началом развития почвообразовательных процессов. За период формирования почвы претерпели трансформацию от солончаков маршевых до солончаков приморских, залегающих по выровненным поверхностям и солончаков луговых, занимающих понижения рельефа. Территория сложена слоистыми морскими ракушняковыми отложениями преимущественно песчаного и супесчаного механического состава, перекрытых чехлом суглинков и глин различной мощности. Глубина залегания минерализованных грунтовых вод 2-2,5 м.

В ходе обследования были выделены основные типы почв:

- Бурые пустынные нормальные;
- Бурые пустынные солонцеватые;
- Бурые пустынные солонцевато-солончаковые;
- Солончаки обыкновенные;
- Солончаки луговые;

- Солончаки приморские;
- Солончаки соровые;
- Солонцы пустынные солончаковатые.

На контрактной территории преобладают солончаки приморские и примитивные приморские солончаковые почвы. Ниже дается описание почв.

Бурые пустынные нормальные почвы занимают хорошо дренированные участки волнисто-увалистой равнины с соровыми понижениями. Они формируются на аллювиально-озерных отложениях легкого механического состава, образуют сочетания с солончаками соровыми. Растительность представлена полынно-еркековыми сообществами. Для бурых пустынных нормальных почв характерна слабая дифференциация на генетические горизонты с выраженным плотным карбонатным горизонтом, залегающим на небольшой глубине. Мощность гумусового горизонта составляет 10-15 см. С небольшой глубины (40-50 см) залегает не затронутый процессами почвообразования горизонт. Рельеф – верхняя выровненная часть увала. Растительность представлена лерхополынным сообществом. Поверхность ровная, покрыта растительным опадом. Вскипание от соляной кислоты с поверхности.

Содержание гумуса в верхнем горизонте составляет 0,37% и постепенно снижается с глубиной до 0,2%. Количество общего азота незначительно, изменяется от 0,024 до 0,011%. Отношение C:N широкое (8,2-10,5). Содержание карбонатов в верхнем горизонте высокое, составляет 10,14%, уменьшается с глубиной до 8,28%. Реакция почвенного раствора щелочная, pH=8,3. Сумма поглощенных оснований низкая, колеблется по профилю в пределах 7,5-8,28 мг-экв на 100 г почвы. В составе поглощенных оснований преобладает катион кальция при значительном участии катиона магния. На долю обменного натрия приходится 9,3-15% от суммы поглощенных оснований. В нижней части профиля величина обменного натрия снижается до 7% от суммы, что обусловливает слабо солонцеватые свойства горизонта.

Почвы не засолены легкорастворимыми солями, сумма солей по профилю не превышает 0,058-0,068%.

По механическому составу почвы песчаные, в средней и нижней части профиля -

супесчаные с преобладанием частиц среднего и мелкого песка.

Бурые пустынные солонцевато-солончаковые почвы занимают межувальные понижения и выровненные участки волнисто-увалистой равнины, формируются на слоистых песчано-глинистых отложениях, образуют комплексы с солонцами пустынными. Растительность представлена солянково-полынными и разнополынными со злаками сообществами. Почвы отличаются высоким остаточным засолением. Для профиля почв характерно формирование уплотненного иллювиального солонцеватого горизонта на небольшой глубине. Вскипание от соляной кислоты с поверхности.

Содержание гумуса в верхнем горизонте достигает 0,9-1,5% с равномерным убыванием с глубиной. В почвенном поглощающем комплексе преобладают катионы кальция и магния. В солонцеватом горизонте обменный натрий составляет от 5 до 20% от суммы поглощенных оснований. Реакция почвенного раствора щелочная, усиливающаяся в солонцеватых горизонтах. Легкорастворимые соли сконцентрированы в подсолонцовом горизонте, засоление хлоридно-сульфатное. По механическому составу преобладают супесчаные и суглинистые разновидности.

Солонцы пустынные солончаковатые встречаются редко, залегают по выровненным повышениям в комплексе с бурыми пустынными солонцеватыми почвами. Они развиваются в автоморфных условиях на засоленных почвообразующих породах под биюргуновой и эфемерофо-биюргуновой растительностью, иногда с примесью полыней и солянок. Солонцы характеризуются ясно выраженной дифференциацией профиля на генетические горизонты, включающие надсолонцовый, солонцовый, солевой горизонт, подстилающиеся почвообразующей породой. Солонцы имеют растянутый гумусовый профиль, содержат мало гумуса (0,5-1,0%). В составе поглощенных оснований преобладают катионы кальция и магния. На долю обменного натрия приходится до 25% от суммы поглощенных оснований. Повышенное засоление наблюдается в подсолонцовом горизонте. По механическому составу почвы средне- и тяжелосуглинистые.

Солончаки обыкновенные на территории месторождения занимают террасы соровых депрессий волнисто-увалистой равнины, образуют сочетания с солончаками соровыми. Источниками их засоления служат засоленные почвообразующие породы и соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод. В них господствуют восходящие водные токи, приводящие к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Растительный покров в основном составляют сарсазановые сообщества с небольшим количеством однолетних солянок. Проективное покрытие – 25%. Морфологическими признаками солончаков являются: высокое засоление с поверхности (более 1%), слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание от соляной кислоты с поверхности при отсутствии видимых карбонатных выделений. Поверхность осложнена фитогенными буграми высотой 20-30 см и полигональными трещинами. Гумусовый горизонт (А+В) составляет 28 см.

Содержание гумуса в профиле солончака колеблется от 0,78 до 0,45%. Количество валового азота изменяется по профилю от 0,031 до 0,045%. Отношение С: N широкое (8,4- 8,8), расширяется до 10-9,6 в нижних горизонтах. Реакция почвенного раствора щелочная в верхней части профиля, в нижней части – слабощелочная. Сумма поглощенных оснований в пределах 14,4 -16 мг-экв на 100 г почвы. Обменный натрий в количестве 44,4% от суммы поглощенных оснований обнаруживается с глубины 35-45 см. Поверхностный эоловый горизонт,

представляющий фитогенный бугор, не засолен легкорастворимыми солями. Сумма солей не превышает 0,25%. С глубины первично образованных почв (с 20 см) степень засоления профиля очень сильная. Сумма солей по профилю колеблется от 2,238 до 3,6%. Тип засоления профиля солончака смешанный: хлоридно-сульфатный, сульфатно-хлоридный и хлоридный, что обусловлено периодическими промывками. По механическому составу почвы глинистые.

Солончаки соровые наибольшее распространение получили в северо-восточной части месторождения, где занимают замкнутые депрессии различных размеров. В приморской части месторождения встречаются редко. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает высокое засоление профиля, препятствующее развитию растительности. Солончаки соровые слабо затронуты почвообразованием. Строение профиля характеризуется наличием мелкокристаллической солевой корочки, образующейся в результате интенсивного летнего испарения грунтовых вод. Под солевой корочкой залегает влажная вязкая глинистая бесструктурная масса. В профиле иногда встречаются прослойки крупнокристаллической соли.

Содержание солей в поверхностной корочке превышает 3,5% и увеличивается с глубиной. Соровые солончаки содержат менее 1% гумуса, что связано с привносом органического вещества с повышенных позиций с талыми водами. Реакция почвенного раствора щелочная.

В пределах юго-западной части обследованной территории, относящейся к Мертвому Култуку, преобладающее распространение получили солончаки приморские. Солончаки луговые и солончаки соровые встречаются редко. Диагностическим признаком солончаков является засоление профиля с поверхности. Морфологическое строение профиля и общие физико-химические свойства почв различаются в зависимости от генезиса и типа засоления.

Солончаки приморские являются доминирующим элементом структуры почвенного покрова приморской равнины. Почвообразующими породами служат слоистые морские отложения с преобладанием ракушняковых песков и супесей, залегающих близко к поверхности. Образование почв связано с недавним отступанием моря и началом развития почвообразовательных процессов. Растительный покров представлен преимущественно однолетнесолянково-сарсазановыми и мортуково- сарсазановыми разреженными сообществами с проективным покрытием 20-25%. Режим соленакопления связан с периодически промывным процессом. Профиль почв слабо сформирован, оглеен и засолен, но без видимых скоплений солей.

Содержание гумуса колеблется по профилю от 1,43 до 0,26%. Количество общего азота составляет 0,091-0,017%. Отношение C:N широкое (9,1-8,9). Содержание карбонатов в верхнем горизонте составляет 12,5%, увеличивается с глубиной до 15,8%. Реакция почвенного раствора щелочная, pH=7,9-7,7. Сумма поглощенных оснований невысока, составляет 15,4-17,9 мг-экв на

100 г почвы. В составе поглощенных оснований преобладает катион кальция при значительном участии катиона магния. На долю обменного натрия приходится до 30-34% от суммы поглощенных оснований в верхней и средней части профиля, что обусловлено наличием значительного количества натриевых солей.

Верхние горизонты средне засолены при сумме солей 1,155-1,786%. В нижележащих горизонтах засоление возрастает, сумма солей достигает 2,241-4,247%. Тип засоления почвенного профиля сульфатный и хлоридно-сульфатный. В профиле наблюдаются процессы рассоления с передвижением солей вглубь.

По механическому составу почвы легкоглинистые с преобладанием фракций мелкого песка, ила и мелкой пыли. В средней части профиля выделяется среднесуглинистая прослойка.

Солончаки луговые встречаются редко (NG41), залегают в комплексе с солончаками приморскими и солончаками соровыми, занимают повышенные элементы рельефа. Почвообразующими породами служат слоистые песчано-глинистые засоленные морские отложения. В растительном покрове присутствуют солянково-злаковые сообщества.

Профиль характеризуется гумусовым горизонтом с заметно выраженной структурой, признаками оглеения в нижней части профиля. Выделения солей в виде прожилок и вкраплений с 45 см. Почвы содержат до 1% гумуса. Для солончаков луговых характерно слабое засоление поверхностных горизонтов, что типично для солончаков приморской полосы. Тип засоления с поверхности сульфатный, что свидетельствует о периодических промывках. Реакция почвенного раствора щелочная. В почвенном поглощающем комплексе преобладают катионы кальция и магния.

Основными загрязнителями почвенного покрова являются нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Нефть и нефтепродукты загрязняют поверхностный слой почв при проведении операций по вызову притока жидкости, при возможных аварийных ситуациях, в качестве составляющих компонентов бурового раствора, в результате возможных проливов ГСМ (при заправке агрегатов, наливах в емкости).

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважин. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважин.

При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка

буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема бурильных труб, промывки скважины после спуска бурильных колонн. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается безамбарная технология бурения. Вывоз отходов бурения будет осуществляться специализированной организацией на полигон согласно договору.

Кроме того, эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после соответствующей очистки.

Отработанный буровой раствор очищается в блоке приготовления и очистке бурового раствора.

Очистка бурового раствора производиться по трехступенчатой системе очистке, 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 СВС-2, где подвергается очистке механическим способом от выбуренной породы (бурового шлама). Вибросито СВС-2 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. Рассматриваемый технический 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.

Проектными решениями предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Подъездные дороги опережающего начало работ до буровых площадок предусматриваются отдельным проектом обустройства.

Буровые сточные воды после соответствующей подготовки будут применяться для поддержания пластового давления, излишки жидких стоков вывозятся на другие площадки бурения с целью использования для заводнения пласта или других технологических целей.

Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Цемент, песок, глинопорошок и химические реагенты запроектировано хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок при монтаже и демонтаже;
- наличие плана работ по восстановлению и выводу из эксплуатации площадки бурения с последующей его реализацией;
- гидроизоляция и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка железобетонных лотков по контуру площадки для сбора и транспортировки буровых стоков;
- очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом;
- установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов бурения;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения бурового раствора, сточных вод и отходов бурения;
- замкнутая циркуляционная система по очистки бурового раствора;
- повторное использование бурового раствора и отработанных сточных вод;
- вывоз отходов бурения, шлама и песка с вибросита, строительных отходов и прочих на места их складирования и утилизации;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- разработка мероприятий по ликвидации аварий с перечнем средств и способов сбора

и удаления загрязнений с территорий;

- проведение работ по технической рекультивации по мере завершения бурения.

Монтаж и демонтаж буровой установки в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка бурения должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения бурового раствора должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки бурения обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки буровых сточных вод под уклоном в сторону места сбора стоков;
- обеспечить герметичность циркуляционной системы.

Основными экологическими требованиями по оптимальному землепользованию являются:

1) научное обоснование и прогнозирование экологических последствий предлагаемых земельных преобразований и перераспределения земель;

2) обоснование и реализация единой государственной экологической политики при планировании и организации использования земель и охраны всех категорий земель;

3) обеспечение целевого использования земель;

4) формирование и размещение экологически обоснованных компактных и оптимальных по площади земельных участков;

5) разработка комплекса мер по поддержанию устойчивых ландшафтов и охране земель;

6) разработка мероприятий по охране земель;

7) сохранение и усиление средообразующих, водоохранных, защитных, санитарноэпидемиологических, оздоровительных и иных полезных природных свойств лесов в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды;

8) сохранение биоразнообразия и обеспечение устойчивого функционирования экологических систем.

Предоставление земельных участков для размещения и эксплуатации предприятий, сооружений и иных объектов производится с соблюдением экологических требований и учетом экологических последствий деятельности указанных объектов.

Для строительства и возведения объектов, не связанных с сельскохозяйственным производством, должны отводиться земли, не пригодные для сельскохозяйственных целей, с наименьшим баллом бонитета почвы.

1.8.4.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

Также, к основным факторам негативного потенциального воздействия разработки месторождения на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающей (нагнетательной) скважины, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления, и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Основные виды нарушений земель, связаны с:

- густой сетью полевых дорог;

- размещением на месторождении площадок производственных объектов и вахтовых городков;
- размещением скважин различного назначения.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впиваясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно- и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

Характеристика воздействия строительства скважины на почвенный покров

Основными загрязнителями почвенного покрова являются нефтепродукты, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Нефтепродукты загрязняют поверхностный слой почв при проведении операций по

вызову притока жидкости, при возможных аварийных ситуациях, в качестве составляющих компонентов бурового раствора, в результате возможных проливов ГСМ (при заправке агрегатов, наливах в емкости).

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважин. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважин.

При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени.

Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема бурильных труб, промывки скважины после спуска бурильных колонн. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается безамбарная технология бурения. Вывоз отходов бурения будет осуществляться специализированной организацией согласно договору на утилизацию или переработку.

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. Очистка бурового раствора производиться по трехступенчатой системе очистке, состоящей из последовательно идущих операций:

- грубая очистка на вибросите;
- пескоотделение;
- илоотделение.

Приготовление бурового раствора производится в глиномешалке, путем непрерывного поступления и перемешивания химических реагентов, 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 вприемную емкость.

Технические проекты на строительство скважины составляются с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при строительстве скважин, утвержденных в установленном порядке. Будут рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Проектными решениями предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Подъездные дороги опережающего начало работ до буровых площадок предусматриваются отдельным проектом обустройства.

Буровые сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций, будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию на договорной основе.

Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Химические реагенты будут хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Учитывая все вышеперечисленные факторы, можно сделать вывод, что влияние проектируемых работ по каждому из вариантов разработки на почвенные ресурсы будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3- лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводит к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости оценивается как ***воздействие средней***

значимости (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

1.8.4.3 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (свинец, медь, ртуть, цинк, кобальт, никель).Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

1.8.5. Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Основными функциями естественного растительного покрова являются две:

ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при промышленной разработке месторождения Арыстановское будут являться:

1. *Механические нарушения*, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. *Дорожная дигрессия*. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия,характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. *Загрязнение растительности* сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие бурения и эксплуатации скважин, образования отходов производства и потребления. При бурении и испытании скважин основными загрязняющими веществами являются промывочные жидкости, реагенты для воздействия на пласт, различные цементы. Химическое загрязнение почв и растительности может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин. Источниками загрязнения являются твердые и жидкие отходы производства.

Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефтепродуктов, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Отмечено, что у растений существуют пределы пороговых концентраций химических элементов, выше или ниже которых проявляются характерные внешние симптома биологической реакции. Превышение пороговой концентрации приводит к различного рода патологическим изменениям – уродствам различного происхождения и локализации, образованию многообразных галл, опухолей, каллюсов, клубеньков. Механизмы регуляции, препятствующие

накоплению химических элементов в большом количестве, существуют не у всех растений и загрязняющие вещества через трофические цепи питания могут попадать в организм человека. Поэтому химическое загрязнение в высокой степени создаёт экологическую опасность использования территории под сельское хозяйство.

Процесс строительства скважины и размещение технологического оборудования окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве площадки скважины растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважины и при их транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении скважин), места складирования отходов и др.

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Арыстановское относительно заповедных зон не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица:

- расстояние до Актау-Бузачанский государственного природного заказника 189,04 км (Рис. 1.1.9.1);
- расстояние до государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря 61,19 км (Рис. 1.1.9.2);
- расстояние до Устюртский государственного природного заповедника 146,07 км (Рис. 1.1.9.3);
- расстояние до Кендирли-Каясанкой государственной заповедной зоны 156,43 км (Рис. 1.1.9.4).

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

В рамках проекта разработки месторождения Арыстановское запланированы бурение скважин. Во время строительства площадки скважины растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте:

количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания,
отравлению корневых систем и нарушению роста и гибели растения.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды растений на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительность ***по каждому из рассматриваемых вариантов*** можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***средняя*** (9-27) – изменения

в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

1.8.5.3 Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Данными проектными решениями для строительства объекта не предполагается использование растительных ресурсов.

1.8.5.4 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

Зона влияния планируемой деятельности на растительность в качественной оценке предполагается локальной и не выходящей за границы лицензионного участка, на период проведения работ влияние на растительность низко, в целом на период строительства проектом не предусмотрен снос зеленых насаждений.

1.8.5.5 Ожидаемые изменения в растительном покрове

Значимых изменений в растительном покрове (видовой состав, состояние, продуктивность сообществ, оценка адаптивности генотипов, хозяйственное и функциональное значение, загрязненность, пораженность вредителями), в зоне строительства объекта не ожидается, в связи с чем, последствия для жизни и здоровья населения отсутствуют.

1.8.5.6 Предложения по мониторингу растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но *не менее 1 раза в год.*

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

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

1.8.6. Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов.
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными.
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на месторождении и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности нефти, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождения, можно условно подразделить на прямые и косвенные. Прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. Косвенные воздействия обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

Наличие на рассматриваемой территории природно-очаговых и паразитарных инфекций потребует проведения соответствующих санитарно-эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории.

Строительство скважины окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

В зависимости от приуроченности к местам обитания, пресмыкающиеся пустынной зоны, делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Влияние проектируемых работ на животный мир по каждому из вариантов разработки можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***средняя*** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия объекта не ожидается, так как работы носят незначительный и кратковременный характер.

При оценке последствий техногенных воздействий (по И.А. Шилову, 2003 г.) на окружающую среду, учитывались:

- кумулятивный эффект любых долговременных воздействий на природные объекты (организмы, экосистемы и пр.);
- нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы, выражающиеся в

виде непропорционально сильных биологических эффектов, от небольших доз воздействия, что связано с повышенной чувствительностью организмов к слабым (информационным) воздействиям;

- синергическое (совместное) действие различных факторов среды на живое, которое нередко приводит к неожиданным эффектам, не являющимся суммой ответов на оказанные действия;
- индивидуальные различия живых существ в чувствительности к действию факторов среды и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стации одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Антропогенное загрязнение условно подразделяют на эвтрофирующее и токсичное. В результате воздействия токсического фактора сменяются доминирующие виды, изменяются трофические связи, упрощается структура сообщества и пр. При сокращении общего числа видов в сообществе может возрастать число особей отдельных видов.

В результате разработки месторождения будет среднее изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное

преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом, возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Наиболее существенное влияние на фаунистические группировки позвоночных животных могут оказать следующие виды подготовительных и текущих работ:

- сооружение новых дорог и внедорожное использование транспортных средств;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилежащей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовой мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с

обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрыгивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить:

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение;
- воздействие шума;
- воздействие вибрации.

1.8.7.2 Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все

нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO2, паров H2O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива.

При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить *незначительный и локальный характер.*

1.8.7.3 Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения.

Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской

диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ-излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1см2 облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на

расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;

- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п.

Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажей, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$. Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополостностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при провед ении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

1.8.7.4 Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоно м от инфразвука с частотами 3*10-3 Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха

различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-

кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 1.8.7.1.

Таблица 1.8.7.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 1.8.7.2.

Таблица 1.8.7.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 -7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы:
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения

механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допускаемого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м3, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных

устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготовляются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышаться установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончанию процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

1.8.7.5 Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной

чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ
размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздуховоды и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) –площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия — незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается ***низкая*** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.7.6 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке углеводородов в окружающую среду

поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

В связи, с чем необходимо соблюдать требования к радиационному контролю объектов нефтегазового комплекса согласно параграфу 49 Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан. Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам" от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;

2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;

3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;

4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;

5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;

6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;

7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;

8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения 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.

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.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

1.8.7.7 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные

пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения при проведении буровых работ на месторождении Арыстановское могут быть:

- технологическое оборудование;
- участки разливов пластовых вод, возникающие при аварийных ситуациях;
- места хранения отходов бурения.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Арыстановское должно проводиться радиационно-дозиметрическое обследование мест хранения отходов бурения и бурового оборудования на буровой площадке. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории на месторождении.

1.8.7.8 Рекомендации по организации и проведении радиационного контроля

При организации и проведении производственного радиационного контроля на месторождении необходимо руководствоваться требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020).

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых углеводородов при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти,

средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов. Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1мЗв в год.

1.9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.9.1. Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов. Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;

- коммунальные.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;

- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

Добыча углеводородов является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

ТОО «Кен-Сары» имеет на собственном балансе полигон промышленных и твердо-бытовых отходов.

Основное назначение полигона – сбор и складирование отходов бурения (жидкая и твердая фракция), нефтешлама, шлама КРС, замазученного грунта. Ранее полигон месторождения Арыстановское был передан на безвозмездной основе в аренду ТОО «Ecsad» сроком до 31.12.2023г. Однако в феврале 2023 года договор о безвозмездной аренде был расторгнут. И в настоящее время накопленных отходов ТОО «Кен-Сары» на полигоне нет. Полигон закрыт и не эксплуатируется.

В состав предприятия на месторождении Арыстановское входят следующие подразделения и объекты:

- вахтовый поселок;
- ГЗУ-1,
- ГЗУ-2;
- ЗУ- 1-5;
- установка подготовки газа (УПН);
- пункт сдачи нефти (ПСН);

- установка подготовки газа (УПГ);
- газопоршневые электростанции (ГПЭС);
- полигон промышленных отходов;
- территория промысла (скважины)
- бурение скважин;
- работы по КРС скважин;
- топливораздаточная колонка (ТРК);
- котельная установка;
- установка водоподготовки;
- ремонтный цех;
- БЛОС производительностью 50 м3/час;
- площадка для временного хранения отходов;
- склад хим. раегентов;
- трансформаторная подстанция;
- пожарное депо и пост;
- газопровод;
- нефтепровод.

ГЗУ-1 и ГЗУ-2. На данной площадке образуются следующие отходы: нефтешлам, отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

Замерные установки ЗУ-1 – ЗУ-5. На данной площадке образуются следующие отходы: отработанные масла, промасленная ветошь, ТБО.

Установка подготовка газа (УПГ). На данной площадке образуются следующие отходы: отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

Установка подготовка нефти (УПН). На данной площадке образуются следующие отходы: нефтешлам, отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

Пункт сдачи нефти (ПСН). На данной площадке образуются следующие отходы: нефтешлам, отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

Площадки по бурению и КРС скважин. На данных площадок образуются следующие отходы: отходы бурения, бракованные остатки хим. реагентов, отработанная упаковочная тара, отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

Вахтовый поселок. На данной площадке образуются следующие отходы: нефтешлам, отработанные масла, промасленная ветошь, металлолом, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы, отработанные люминесцентные лампы, отходы очистных сооружений, отработанные масляные фильтры, отработанные аккумуляторы, отработанные автошины, медицинские отходы и ТБО.

На данной площадке образуются следующие отходы: отработанные масла, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, тара из-под ЛКМ, строительные отходы и ТБО.

На территории месторождения **Арыстановское** нет полигонов для хранения и утилизации отходов. Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении Арыстановское в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы складируются в контейнеры и емкости, временное хранение которых осуществляется на специально оборудованных площадках.

Отходы производства и потребления хранятся **не более шести месяцев**, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «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, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов осуществляется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода не более 6 месяцев. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем.

В рамках данного проекта ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении Арыстановское по каждому из вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;

- при строительстве скважин принято согласно проекту аналога и представлено в таблице 1.9.1.1.

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин, использованы данные из аналогичного проекта: «*Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское»* (Заключение ГЭЭ №:

KZ64VCZ03784567 от 18.11.2024 г.).

На месторождении Арыстановское, согласно проекту аналогу, основными эмиссиями при бурении скважины будут:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- промасленная ветошь;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторные батареи;
- использованная тара (мешки из-под цемента, мешки бумажные, канистры пластиковые, бочки металлические);
- металлолом;
- огарки электродов;
- коммунальные отходы.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Будут раздельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров будут передаваться сторонней специализированной организации;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заносится в базу «Учета образования и размещения отходов».

Нефтешлам, промасленная ветошь будут раздельно собираться в специальные контейнера и емкости, и передаваться в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла*:

- Будут складироваться в специальные емкости;
- По мере заполнения будут передаваться в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *металлолом* и *огарки сварочных электродов*:

- Будут складироваться в специально отделенных местах;
- По мере накопления будут передаваться в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов будут сопровождаться оформлением накладной;

- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевых отходы*:

- Будут складироваться в специальные контейнеры;
- Будут передаваться по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

В период разработки по всем рассматриваемым вариантам предполагается строительство скважин.

Таблица 1.9.1.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 9-и и 30-и скважин по вариантам разработки м/р Арыстановское

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн		
		от строительства 1-ой скважины глубиной 3100м	от строительства 9-и скважин глубиной 3100м. 1- вариант	от строительства 30-и скважин глубиной 3100м. 2 - рекомендуемый вариант
1	2	3	4	5
Всего		**762,7357**	**6864,6213**	**22 882,0711**
в том числе отходов производства		**760,9557**	**6848,6013**	**22 828,6711**
отходов потребления	-	**1,7800**	**16,0200**	**53,4000**
Опасные отходы				
Отработанные люминесцентные лампы	-	0,000003	0,00003	0,00010
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,4870	4,3830	14,6100
Отработанные масла	-	0,3215	2,8935	9,6450
Промасленная ветошь	-	0,1234	1,1106	3,7020
Буровой шлам	-	393,1550	3538,3950	11794,6500
Отработанный буровой раствор	-	355,6080	3200,4720	10668,2400
Неопасные отходы				
Отработанные автошины	-	0,2590	2,3310	7,7700
Металлолом	-	11,0000	99,0000	330,0000
Огарки сварочных электродов	-	0,0018	0,0162	0,0540
ТБО (в т.ч пищевые отходы)	-	1,7800	16,0200	53,4000

Примечание:
**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.
***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

1.9.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;

- коммунальные.

Добыча углеводородов является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

На месторождении Арыстановское, согласно проекту аналогу, основными эмиссиями при бурении скважины будут:

- Отработанные люминесцентные лампы;
- Отработанные аккумуляторные батареи;
- Отработанные масла;
- Промасленная ветошь;
- Буровой шлам;
- Отработанный буровой раствор;
- Отработанные автошины;
- металлолом;
- огарки электродов;
- коммунальные отходы.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складируют в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Отработанные аккумуляторные батареи образуются при эксплуатации дизельных установок и автотранспорта и содержат: алюминий – 57,163%, графит – 20,565%, литий – 3,99%, марганец – 3,895%, оксид железа – 1,137%, кобальт оксид – 0,582%, никель – 0,15%. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены

индустриальных масел в металлообрабатывающем оборудовании. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки работающего автотранспорта и спецтехники. Состав: тряпье – 73%, масло – 12%, влага – 15%. Данный отход – пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен. Временно складируют в металлических контейнерах, объемом 30 л на специально отведенном месте по мере накопления 2 раза в месяц вывозятся специализированной организацией на основании договора. Таким образом, срок временного хранения промасленной ветоши составляет 15 дней.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

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.

Отработанные автошины образуются при эксплуатации автотранспорта. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов и передаются специализированным организациям.

Металлолом, огарки сварочных электродов - инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д., собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Количество отходов металлолома за период строительства принимается 1 % от общего количества израсходованного металла. Временно складируются на открытой площадке и передаются сторонним организациям для утилизации на договорной основе. Срок временного хранения отходов составляет 15 дней.

Коммунальные отходы и *пищевые отходы* складируются в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м^3 (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов пердусмотрен подрядными организациями на договорной основе.

Коммунальные отходы (ТБО) – Основные компоненты коммунальных отходов: бумага и картон — 37%, пищевые отходы — 24%, пластмассы — 11%, стекло — 5%, текстиль и другое — 23%. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые,

стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы. Код отхода – 20 03 01, Уровень опасности – неопасные отходы.

В соответствие с подпунктом 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Экологичесого кодекса РК, а также приказом 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» предусматривается раздельный сбор твердо-бытовых отходов по морфологическому составу.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор **пищевых** и **твердо-бытовых отходов** предусмотрено производить раздельно в соответственно маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведённой площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. Предусмотрен раздельный сбор твердо-бытовых отходов по морфологическому составу в соответствие с подпунктом 6) пункта 2 статьи 319, 326 Экологичесого кодекса РК, а также приказом 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».

В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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.

Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ.

Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Ремонт техники будет производиться в специализированных организациях ближайших населенных пунктах.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в

соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

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.

Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов, особенно коммунальных отходов, и своевременный вывоз на переработку или захоронение на предприятия, которые имеют собственные полигоны либо на собственный полигон. Вещества, содержащиеся в отходах, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. При передаче отходов подрядным организациям для вывоза, следует предварительно подготовить отходы к транспортировке. Упаковка должна обеспечивать экологически безопасную транспортировку. Компании, оказывающие услуги по вывозу отходов, предоставляют контейнеры/бункеры для сбора и транспортировки опасных видов отходов.

Оператор объекта согласно пункта 1 статьи 336 Кодекса заключает договор 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.

Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин приведены в таблицах 1.9.2.1.

Таблица 1.9.2.1 - Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин

Процесс образования отходов	Наименование отхода	Морфологический (химический) состав отхода	Вид отхода	Классифи-кация отхода	Опасные свойства	Способ накопления	Срок временного накопления	Способ сбора/ транспортировки/ обезвреживания/ восстановления/ удаления	Перечекнь компаний по приему
Освещение. Образуются по истечению срока службы	Отработанные люминесцентные лампы	Стекло, ртуть, алюминий, медь, никель, диЖелезо триоксид (Железа оксид; Железо (III) оксид), гетинакс, мастика, люминофорыЭЛС-580-В, ЭЛС- 510-В, ЭЛС-4555-В	опасный	20 01 21*	Н6, Н10	Отдельное помещение на складе (030) в таре завода-изготовителя	не более 6 месяцев	Сбор на спец площадке, где далее специализированные организации будут проводить вывоз и дальнейшею переработку. При переработке используют методы амальгамирования, высокотемпературный обжиг, термические методы и химико- металлургические методы. Основная задача – обезвредить пары ртути.	по договору со специальной организацией для переработки.
Образуются после истечения срока годности (2-3 года) аккумулято-ров автотранспор-тов и дизельных электростанции	Отработанные аккумуляторы	Свинец-90-98%, пластмассы- 2-10%	опасный	16 06 01*	Н3, Н6, Н10	Отдельное помещение (20фут.) с забетонированной площадкой	не более 6 месяцев	Сбор на спец площадке, где далее специализированные организации будут проводить вывоз и дальнейшею переработку. Метод разборки	по договору со специальной организацией для переработки.
Замена масла при работе спецтехники	Отработанные масла	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%	опасный	13 02 05*	Н3, Н4, Н6	В герметичных емкостях	не более 6 месяцев	Сортировочный сбор на спец площадке в герметичных емкостях. Где далее специализированные организации будут проводить вывоз и дальнейшею переработку Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Транспортировка отработанного масла проводится с выполнением следующих требований: 1) обеспечение условия герметичности тары; 2) емкости (контейнеры) должны устанавливаться так, чтобы во время перевозки между емкостями (контейнерами) обеспечивались жесткая фиксация от самопроизвольногоперемещения, падения, деформации и т. д. Используются повторно в производстве, для смазки деталей.	по договору со специальной организацией для переработки.
Обслуживание/ обтирка производственного оборудования	Промасленная ветошь	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)	опасный	15 02 02*	Н3, Н4, Н6	Металлическая емкость на площадке бурения	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей переработки. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Ветошь промасленная транспортируется в герметичной таре, обеспечивающей сохранность отходов с указанием пожароопасности. Ветошь загрязненная нефтепродуктами не более чем на 15% позволяет произвести дальнейшую обработку ветоши. После сортировки текстиль подвергается стирке, очистке химическими реагентами и расщепляется на волокна. Переработка материала преобразует отходы во вторичное сырьё, пригодное для повторного использования. Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах. Где после образующую золу можно применить в строительных дорожных работах	по договору со специальной организацией для дальнейшей утилизации
При бурении скважины	Буровой шлам	Выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием	опасный	01 05 05*	НР14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору на полигон. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Буровые отходы хранятся на полигоне до определения способа их утилизации	по договору на полигон
Один из видов отходов при строительстве скважины	Отработанный буровой раствор	нефть и органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	опасный	01 05 06*	НР14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев		
Образуются в процессе	Отработанные автошины	Синтетический каучук- 96%, сталь углеродистая-	неопасный	16 01 03	не обладает опасными	Отдельное помещение с	не более 6 месяцев	Раздельный сбор. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с	

эксплуатации автотранспорта		4%)			свойствами	забетонированной площадкой 20 фут. на СВХ		выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Сдается по договору со спец. орг. для переработки	по договору со специальной организацией для переработки.
Проведение сварочных работ	Огарки сварочных электродов	железо - 96-97%, обмазка (типа Ti $(CO_3)_2$) - 2-3%, прочие - 1%	неопасный	12 01 13	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев		
Строительные работы	Металлолом	металлические куски, детали (Fe2O3 – 88,43 %, Al2O3 – 4,29 %)	неопасный	17 04 07	не обладает опасными свойствами	На специализированных огражденных промплощадках на территории месторождений	не более 3 месяцев		
Жизнедеятельность персонала	Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	(полиэтилен – 35,7%, целлюлоза – 35%)	неопасный	20 03 01	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах объемом 1м3 в ВГ	не более 5 дней	Раздельный сбор "сухая" фракция (бумага, картон, металл, пластик, стекло). Транспортировка осуществляется специализированными организациями с учетом требований статьи 368 ЭКРК. Сдается по договору на полигон	по договору на полигон

1.9.3. Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Согласно ст. 329 Кодекса образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

1) предотвращение образования отходов;

2) подготовка отходов к повторному использованию;

3) переработка отходов;

4) утилизация отходов;

5) удаление отходов.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

При строительстве запроектированных сооружений и оборудования образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *Отработанные ртутьсодержащие лампы* образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складируют в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для

их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

- *Отработанные аккумуляторные батареи* образуются при эксплуатации дизельных установок и автотранспорта. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

- *Отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники, автотранспорта, двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *Промасленная ветошь*. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

- *Отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *Отработанные автошины* образуются при эксплуатации автотранспорта. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов и передаются специализированным организациям.

- *Огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа Ti(CO3)2: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *Металлолом* к этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадных труб, обрезки балок, швеллеров, проволока. Отходы, образующиеся в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве

- *коммунальные отходы* образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

– все отходы собираются раздельно в металлические контейнера;

– коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складируются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Некоторые альтернативные способы переработки отходов помимо традиционной утилизации (носит рекомендательный характер):

- **Компостирование** — Это метод переработки органических отходов в удобрение. Остатки пищи, листья и другие органические материалы можно превратить в компост, который улучшает качество почвы.
- **Биогазовые установки** - Метод переработки пищевых отходов, при котором

используются бактерии для разложения отходов и производства газа. Этот газ может быть использован для производства электроэнергии или отопления.

- **Переработка в корм для животных** - Некоторые компании перерабатывают пищевые отходы в корм для животных. Это позволяет снизить объём отходов и использовать их в качестве питательных веществ для животных.
- **Биоразлагаемые полимеры**. Некоторые компании используют пищевые отходы для производства биоразлагаемых полимеров, которые могут быть использованы в качестве упаковки или других продуктов.
- **Химический метод** - Заключается в использовании различных химических реагентов для переработки пищевых отходов. Результатом является получение продуктов, которые могут быть использованы в различных отраслях промышленности.
- **Плазменная технология** - В такой установке отходы подвергаются нагреву до 1700 градусов. В результате такой обработки отходы превращаются в шлак, слитки металла и инертные газы, а также полностью обеззараживаются.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

Мангистауская область занимает территорию площадью 165,6 тысяч квадратных километров, что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана. В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 26 аульных и сельских округов.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 ноября 2024г. составила 801,9 тыс. человек, в том числе 368,8 тыс. человек (46%) - городских, 433,1 тыс. человек (54%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-октябре 2024г. составил 13357 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 14708 человек).

За январь-октябрь 2024г. число родившихся составило 16342 человек (на 5,8% меньше, чем в январе-октябре 2023г.), число умерших составило 2985 человек (на 12,9% больше, чем в январе-октябре 2023г.)

Сальдо миграции положительное и составило - 1729 человека (в январе-октябре 2023г. - 2063 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 2785 человек (3022), во внутренней - отрицательное сальдо -
-1056 человек (-959).

Труд и доходы

Численность безработных в III квартале 2024г. составила 18,3 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 декабря 2024г. составила 18023 человек, или 4,9% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024г. составила 570233 тенге, прирост к III кварталу 2023г. составил 9,8%.

Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024г. составил 99,7%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2024г. составили 272008 тенге, что на 24,8% выше, чем во II квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 13,1%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-ноябре 2024г. составил 2762170 млн. тенге в действующих ценах, что на 4,2% больше, чем в январе-ноябре 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства возросли на 3,5%, в обрабатывающей промышленности - на 16,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено снижение на 1,3%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - увеличилась на 7,4%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2024 года составил 34525,2 млн.тенге, или 101,6% к январю-ноябрю 2023г.

Объем грузооборота в январе-ноябре 2024г. составил 26392,3 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 101,5% к январю-ноябрю 2023г.

Объем пассажирооборота – 5881,7 млн. пкм, или 171,3% к январю-ноябрю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 259570 млн.тенге, или 94,5% к январю-ноябрю 2023 года.

В январе-ноябре 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 2,4% и составила 791 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах - на 9,5% (544 тыс. кв.м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 10,3% (247 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2024г. составил 859676 млн.тенге, или 85,6% к январю-ноябрю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 декабря 2024г. составило 17374 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 1,6%, в том числе 16991 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 14221 единиц, среди которых 13838 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 15170 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 2%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-июнь 2024 года составил в текущих ценах 2217360,6 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2023г.

реальный ВРП увеличился на 10,6%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 54%, услуг 38,5%.

Индекс потребительских цен в ноябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 108,3%.

Цены на продовольственные товары выросли на 5,4%, непродовольственные товары - на 11,7%, платные услуги для населения - на 9,3%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. снизились на 5%.

Объем розничной торговли в январе-ноябре 2024г. составил 424192,8 млн. тенге, или на 11,3% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-ноябре 2024г. составил 505264,3 млн. тенге, или 103,1% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-октябре 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 178,7 млн. долларов США и по сравнению с январем-октябрем 2023г. уменьшилась на 16,3%, в том числе экспорт - 18 млн. долларов США (на 65,9% меньше), импорт - 160,7 млн. долларов США (на 0,1% меньше).

Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья

населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении работ загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

2.2. СОЦИАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

2.3. СОСТОЯНИЕ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении буровых работ и обустройстве месторождения загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

2.4. ОБЕСПЕЧЕННОСТЬ ОБЪЕКТА В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ТРУДОВЫМИ РЕСУРСАМИ, УЧАСТИЕ МЕСТНОГО НАСЕЛЕНИЯ

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

Рекомендации:

В случае невозможности сохранения предельно допустимых уровней и концентрации вредных производственных факторов на рабочих местах (рабочих зонах) в соответствии с требованиями СП № 49 рекомендуем обеспечить постоянную поддержку условий труда, отвечающих требованиям настоящих санитарных правил, обеспечить работников средствами индивидуальной защиты и руководствоваться принципом временной защиты.

2.5. ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОГО ОБЪЕКТА НА РЕГИОНАЛЬНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях

месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

2.6. ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЖИЗНИ МЕСТНОГО НАСЕЛЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ОБЪЕКТА (ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА И ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ)

Проведение работ разработки на месторождении Арыстановское окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продаж в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: *Реализация работ разработки месторождения Арыстановское будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.*

2.7. САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕРРИТОРИИ И ПРОГНОЗ ЕГО ИЗМЕНЕНИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ СОЦИАЛЬНЫХ ОТНОШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ НАМЕЧАЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;

2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;

3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;

4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;

5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;

6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;

7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Подробное описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлена в **главе 1.5**.

Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия подробно представлено в **главе 1.8.** Выбросы посчитаны на все три варианты разработки и два варианта обустройства.

Для каждого компонента окружающей среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, геологической среды, почв, растительности и животного мира и т.д.) в соответствующих главах Отчета выполнена оценка воздействия от 2-х вариантов разработки месторождения. Экологическая оценка проводилась по 2-м представленным вариантам разработки, которые отличаются между собой системой разработки: плотностью сетки проектных скважин (количеством скважин), использованием системы поддержания пластового давления, темпами разбуривания проектных скважин.

При сравнении воздействия от 2-х вариантов разработки месторождения на компоненты окружающей среды можно сделать следующие основные выводы:

1. С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие и нагнетательные), а также уровнем проектных объемов добычи нефти и газа, решениями по утилизации газа (два варианта). При бурении эксплуатационных скважин максимальные объемы выбросов ожидаются при реализации 2 варианта, наименьшие - при реализации 1 варианта. Однако, вариант 1 по итогам технико-экономического анализа является **не рентабельным**, в связи с чем **не может быть рекомендован** к реализации.

В процессе намечаемой деятельности источники выбросов при бурении скважин относятся к категории *временных* и прекращают свою деятельность по завершению буровых работ (2025-2027 гг.). Скважины будут подключены к общей системе сбора газа и нефти.

В период эксплуатации общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены по каждому варианту на год максимальной добычи нефти и газа,

максимальный фонд скважин (1 вариант – 2025 г., 2 рекомендуемый вариант – 2027 г). Согласно данных таблицы 1.8.1.2. проекта «Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки» раздела 1.8. выбросы при реализации рекомендуемого варианта 2 на 11,26%, чем 1 вариант. Общие результаты экологических расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по каждому варианту и разница в процентах в сравнении с базовым вариантом представлены в таблице ниже:

	Вариант 1	**Вариант 2**
	2025 г.	2027 г.
Объем выбросов, т/г	**111,20837**	**123,72789**
Разница, %		11,26%

Как показал сравнительный анализ валовых выбросов загрязняющих веществ от фонда добывающих скважин и технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти и газа, варианты 1 и 2 в период максимальной добычи нефти и газа (2025 г. и 2027 г соответственно) имеют несущественные различия (11,26%).

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем вариантам разработки не приведут 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 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 варианту намечаемой деятельности. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным.**

2. Воздействие на геологическую среду, растительность и животный мир от всех вариантов разработки месторождения на всех этапах реализации проектных решений равнозначно.

3. Результаты расчетов по водопотреблению и водоотведению показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения ожидаются при реализации варианта 2 (таблица 1.8.2.2 Отчета). Однако водопотребление носит временный характер в период бурения скважин и распределено равномерно по периоду работ. В период эксплуатации объемы водопотребления имеют одинаковые значения по всем вариантам разработки.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения **Арыстановское** существенные воздействия на подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным**.

4. Варианты разработки месторождения также были проанализированы с точки зрения образования отходов. В целом в период эксплуатации различие между вариантами разработки не наблюдается. Анализ показал, что наибольшее влияние на образование отходов оказывает график бурения, который является индивидуальным для каждого варианта разработки месторождения и охватывает период 2025-2027 гг. Однако это воздействие носит временный характер и при соблюдении природоохранных мероприятий будет носить минимальный характер воздействия.

5. Согласно даным технико-экономического обоснования вариант 1 дает наименьшую величину КИН – 0,189 д.ед. (коэффициента извлечения нефти), что в будущем приведет к усложению процесса добычи с целью полного извлечения запасов.

Вариант 2 по анализам показывает наибольшую величину КИН – 0,216 д.ед., что соответствует количеству извлекаемых запасов, учтенных в государственном балансе РК. (разделы 1.5, 3.1 Отчета).

По результатам рассмотрения всех 2-х вариантов осуществления намечаемой деятельности, из всех возможных, были выбраны наиболее оптимальные, которые и рассматриваются в рамках данного отчета как проектные. На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем выполненения интегральной оценки намечаемой деятельности вариант 2 выбран в Отчете о возможных воздействиях, как наиболее рациональный, поскольку соответствует наилучшим технико-экономическим показателям. Реализация варианта 2 в последствии при дальнейшей разработке месторождения не вызовет ухудшения качества компонентов окружающей среды и здоровья человека.

Намечаемая деятельность планируется в строгом соответствии с нормативными документами и полностью соответствуют всем условиям пункта 5 Приложения 1 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 03.08.2021 г., при которых вариант 2 намечаемой деятельности характеризуется как рациональный.

Разработанная документация подтверждают полное соответствие принятых решений нормативным требованиям законодательства Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды: Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК; Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.); Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);

Таким образом, принятый **2 вариант** намечаемой деятельности является рациональным,

поскольку соответствует на всех этапах намечаемой деятельности законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

6. Согласно даным технико-эколонического обоснования вариант 1 дает наименьшую величину КИН – 0,189 д.ед. (коэффициента извлечения газа), что в будущем приведет к усложению процесса добычи с целью полного извлечения запасов.

Вариант 2 по анализам показывает величину КИН – 0,216 д.ед., что соответствует количеству извлекаемых запасов, учтенных в государственном балансе РК (разделы 1.5, 3.1 Отчета).

3.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

3.1.1. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025 - 2051 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 5070 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 8593,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15203,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19628,9 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8077,6 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9060,7 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 92,4 %.

Рентабельный КИН – 0,189 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 3.1.1.1.

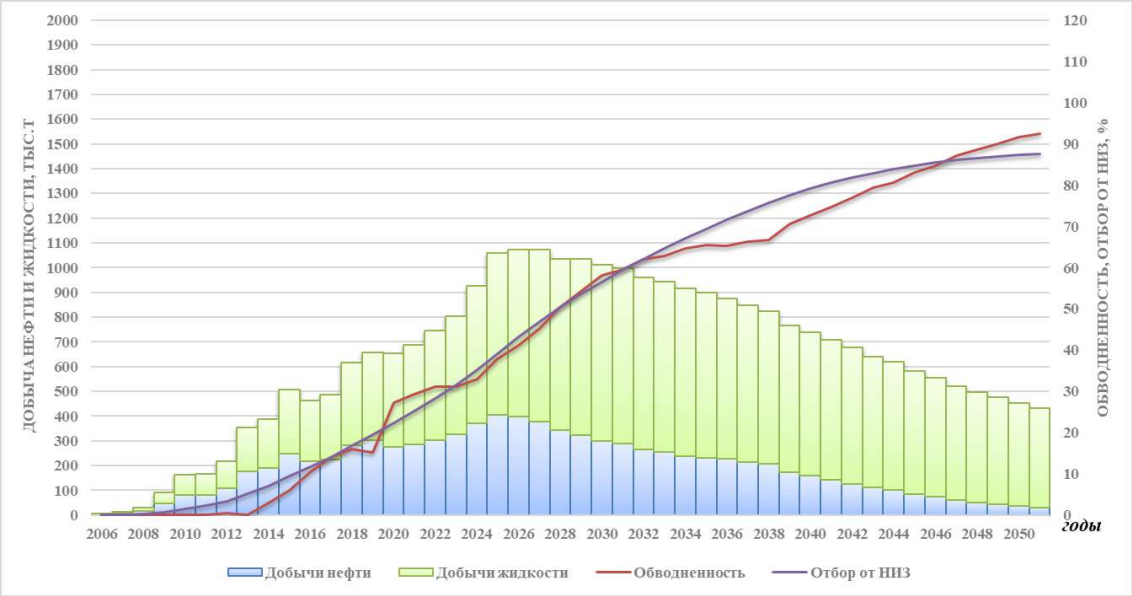


Рисунок 3.1.1.1 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 1

Вариант 2

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2057 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 6289,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9812,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15531,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19957,2 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8255,4 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9238,4 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 91,3 %. Рентабельный КИН – 0,216 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 3.1.1.2.

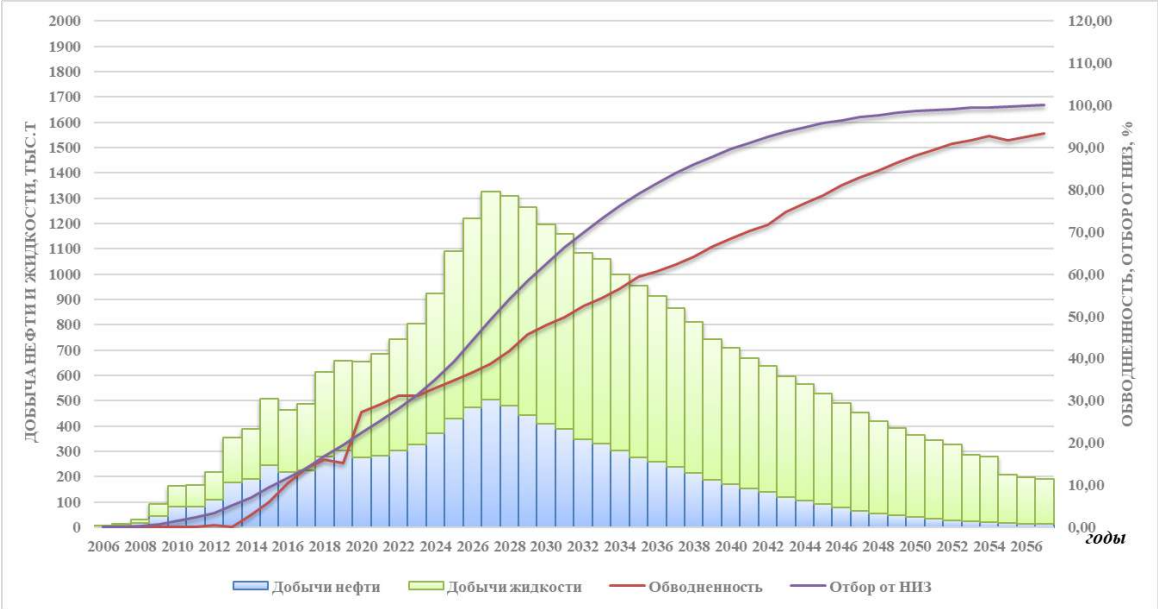


Рисунок 3.1.1.2 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 2

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти.

3.2. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки месторождения Арыстановское, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для Недропользователя – ТОО "Кен-Сары". Для этих целей проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 10, 15%.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении. Профили затрат основываются на текущем состоянии проектирования и предполагают точность расчетов +15% /-15%. Предположения, сделанные по маркетингу и ценам реализуемой нефти, могут измениться в результате изменения политической и экономической ситуации в мире. Очевидно, что все вышеперечисленные факторы оказывают значительное влияние на расчетные показатели экономической эффективности проекта.

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

Согласно условиям Контракта 4014-УВС от 29.04.2014г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Арыстановское Мангистауской области Республики Казахстан, 55%

нефти реализуется на экспорт и 45% на внутренний рынок в виде переработанных нефтепродуктов. Реализация попутного газа продается на внутренний рынок.

Объемы реализации нефти и газа приняты в 99%, т.е. технологические потери составляют 1% от добычи нефти и газа.

Проектируемая базовая цена реализации нефти на внешний рынок установлена в 321 300,00 тенге/тонну и на транспортировку нефти 19 126,90 тенге/тонну.

Цена на нефтепродукты при реализации на внутренний рынок составит 196 560,00 тенге, затраты на транспортировку нефтепродуктов 14 831,58 тенге/тонну.

Цена на газ при реализации на внутренний рынок составит 1 241 тенге/тыс.м3.

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора.

3.2.1. Показатели экономической оценки вариантов разработки

В данном разделе представлены исходные параметры и допущения, основные экономические показатели в части определения дохода от продажи углеводородного сырья, капитальных вложений и эксплуатационных затрат, необходимых для его получения, а также результаты распределения прибыли между Подрядчиком (Недропользователем) и Государством. В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, подлежащие вычету при налогообложении прибыли, и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Расчет произведен как для определения суммы эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов. Так же принято, что на весь проектный период обменный курс национального банка Республики Казахстан будет неизменным 525 тенге/$ США.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Срок проекта – рентабельный период, т.е. период безубыточной добычи до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход (сальдо денежного потока) принимает только отрицательные значения. Первым годом реализации проекта принят 2025 год. Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти, нефтепродуктов и газа. Выручка от реализации продукции рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на УВС, принятых к расчету. В таблице 3.2.1.1 приведен расчет дохода от продажи реализации нефти, нефтепродуктов и газа по рекомендуемому варианту.

Таблица 3.2.1.1 - Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 2 варианту

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти и нефтепродуктов					Расчет дохода от продажи газа			Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продажи нефти и нефтепродуктов			Цена реализации нефти и нефтепродуктов		Объем добычи газа	Объем продажи газа на внутренний рынок, тыс.т.	Цена реализации газа на внутренний рынок	
		всего	на внешний рынок нефти	на внутренний рынок нефтепродуктов	на внешний рынок	на внутренний рынок				
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	млн.м3	млн.м3	тенге/тыс.м3	тыс.тенге
2025	430,6	426,3	234,5	191,8	321 300	196 560	57,74	57,16	1 241	113 116 794
2026	472,5	467,7	257,3	210,5	321 300	196 560	64,09	63,45	1 241	124 106 265
2027	503,7	498,6	274,3	224,4	321 300	196 560	68,16	67,47	1 241	132 305 655
2028	475,4	470,7	258,9	211,8	321 300	196 560	64,95	64,30	1 241	124 888 620
2029	434,3	430,0	236,5	193,5	321 300	196 560	60,07	59,47	1 241	114 089 112
2030	398,0	394,0	216,7	177,3	321 300	196 560	54,93	54,38	1 241	104 547 527
2031	366,3	362,6	199,4	163,2	321 300	196 560	50,79	50,28	1 241	96 212 972
2032	329,3	326,0	179,3	146,7	321 300	196 560	45,52	45,07	1 241	86 507 187
2033	312,5	309,4	170,2	139,2	321 300	196 560	42,83	42,40	1 241	82 092 893
2034	284,1	281,3	154,7	126,6	321 300	196 560	38,82	38,43	1 241	74 628 008
2035	262,1	259,5	142,7	116,8	321 300	196 560	35,18	34,83	1 241	68 859 743
2036	244,5	242,1	133,1	108,9	321 300	196 560	32,73	32,40	1 241	64 226 416
2037	225,1	222,8	122,6	100,3	321 300	196 560	29,78	29,48	1 241	59 122 829
2038	203,1	201,1	110,6	90,5	321 300	196 560	26,48	26,22	1 241	53 361 513
2039	179,0	177,2	97,5	79,8	321 300	196 560	23,01	22,78	1 241	47 027 366
2040	163,8	162,1	89,2	73,0	321 300	196 560	20,86	20,66	1 241	43 013 722
2041	147,5	146,0	80,3	65,7	321 300	196 560	18,44	18,26	1 241	38 732 919
2042	136,1	134,7	74,1	60,6	321 300	196 560	16,83	16,66	1 241	35 742 074
2043	116,4	115,2	63,4	51,8	321 300	196 560	14,66	14,51	1 241	30 570 766
2044	103,0	102,0	56,1	45,9	321 300	196 560	12,96	12,83	1 241	27 055 889
2045	90,3	89,4	49,1	40,2	321 300	196 560	11,15	11,04	1 241	23 709 971
2046	75,7	74,9	41,2	33,7	321 300	196 560	9,19	9,10	1 241	19 875 459
2047	63,7	63,1	34,7	28,4	321 300	196 560	7,59	7,51	1 241	16 729 084
2048	53,8	53,3	29,3	24,0	321 300	196 560	6,29	6,23	1 241	14 141 348
2049	44,8	44,3	24,4	20,0	321 300	196 560	5,14	5,09	1 241	11 765 812
2050	37,4	37,0	20,4	16,7	327 726	200 491	4,20	4,16	1 266	10 019 908
2051	31,3	31,0	17,1	14,0	334 281	204 501	3,45	3,41	1 291	8 564 783
2052	26,4	26,1	14,4	11,7	350 995	214 726	2,83	2,80	1 356	7 565 994
2053	21,1	20,9	11,5	9,4	368 544	225 462	2,13	2,11	1 423	6 357 809
2054	18,0	17,8	9,8	8,0	386 971	236 735	1,76	1,74	1 495	5 682 207
2055	15,1	15,0	8,2	6,7	406 320	248 572	1,45	1,43	1 569	5 019 375
2056	13,0	12,9	7,1	5,8	426 636	261 001	1,20	1,19	1 648	4 531 614
2057	11,2	11,1	6,1	5,0	447 968	274 051	1,00	0,99	1 730	4 110 710
Итого 2025-2057	**6289,1**	**6226,2**	**3424,4**	**2801,8**			**836,19**	**827,83**		**1 658 282 344**

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами, полученными и произведенными в рамках действия Контракта на Недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 15- ти %;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- удельные показатели по затратам.

Расчет показателей эффективности производился при определении денежных потоков, где применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени. В данном случае к началу реализации проекта 2025 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%. Расчет чистой прибыли и

потоков денежной наличности приведены в таблицах 3.2.1.2-3.2.1.3.

Таблица 3.2.1.2 - Расчет чистой прибыли предприятия по рекомендуемому 2 варианту, в тыс.тенге

Год	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
1	2	4	5	6	7
2025	63 760 966	12 752 193	52 413 061	7 765 771	44 647 289
2026	70 430 524	14 086 105	56 183 324	8 623 250	47 560 074
2027	75 464 013	15 092 803	58 838 898	9 275 118	49 563 780
2028	71 912 114	14 382 423	54 238 837	8 233 903	46 004 934
2029	65 979 792	13 195 958	48 891 061	7 573 266	41 317 795
2030	60 628 327	12 125 665	44 275 635	7 001 642	37 273 993
2031	55 856 733	11 171 347	40 264 843	6 505 156	33 759 687
2032	50 019 081	10 003 816	35 655 985	5 938 400	29 717 585
2033	46 187 748	9 237 550	32 498 101	5 866 226	26 631 875
2034	41 713 321	8 342 664	29 056 481	5 412 420	23 644 060
2035	38 294 314	7 658 863	26 435 087	5 050 099	21 384 988
2036	35 546 376	7 109 275	24 328 492	4 757 361	19 571 131
2037	32 454 696	6 490 939	22 024 009	4 444 195	17 579 815
2038	28 931 830	5 786 366	19 423 210	3 940 458	15 482 752
2039	25 034 415	5 006 883	16 584 969	3 048 594	13 536 375
2040	22 588 471	4 517 694	14 790 333	2 516 993	12 273 340
2041	22 471 040	4 494 208	14 897 961	2 807 073	12 090 888
2042	17 947 041	3 589 408	11 451 151	1 578 741	9 872 410
2043	14 754 043	2 950 809	10 018 669	1 416 654	8 602 015
2044	12 615 255	2 523 051	8 336 351	978 897	7 357 454
2045	10 576 904	2 115 381	6 695 827	586 108	6 109 720
2046	8 220 674	1 644 135	4 802 361	221 879	4 580 482
2047	6 304 437	1 260 887	3 255 386	17 921	3 237 464
2048	4 728 244	945 649	1 987 197	0	1 987 197
2049	3 248 464	649 693	1 501 123	0	1 501 123
2050	3 162 657	632 531	1 427 000	0	1 427 000
2051	2 331 629	466 326	1 620 792	0	1 620 792
2052	1 789 187	357 837	237 741	0	237 741
2053	1 025 197	205 039	-1 013 247	0	-1 013 247
2054	1 113 897	222 779	-943 911	0	-943 911
2055	685 409	137 082	-1 289 921	0	-1 289 921
2056	439 054	87 811	-1 436 667	0	-1 436 667
2057	351 835	70 367	-548 457	0	-548 457
Итого 2025-2057	**896 567 686**	**179 313 537**	**636 901 682**	**103 560 125**	**533 341 557**

Таблица 3.2.1.3 - Расчет потоков денежной наличности предприятия по рекомендуемому 2 варианту, в тыс.тенге

Год	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	ВНП (IRR)	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость дисконт %)		
					5,00%	10,00%	15,00%
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	44 647 289	45 915 445	45 915 445	65%	43 728 996	41 741 314	39 926 474
2026	47 560 074	52 374 579	98 290 024	67%	47 505 287	43 284 776	39 602 706
2027	49 563 780	56 307 379	154 597 403	67%	48 640 431	42 304 567	37 023 016
2028	46 004 934	53 193 004	207 790 407	69%	43 762 016	36 331 537	30 413 273
2029	41 317 795	48 080 214	255 870 621	70%	37 672 106	29 854 030	23 904 364
2030	37 273 993	43 606 634	299 477 256	70%	32 539 942	24 614 808	18 852 351
2031	33 759 687	39 720 454	339 197 710	70%	28 228 585	20 382 874	14 932 390

2032	29 717 585	35 215 814	374 413 524	70%	23 835 449	16 428 437	11 512 112
2033	26 631 875	31 931 872	406 345 397	69%	20 583 570	13 542 231	9 077 031
2034	23 644 060	28 596 213	434 941 610	69%	17 555 594	11 025 078	7 068 547
2035	21 384 988	26 059 984	461 001 593	68%	15 236 733	9 133 865	5 601 417
2036	19 571 131	24 027 281	485 028 874	68%	13 379 289	7 655 832	4 490 871
2037	17 579 815	21 779 273	506 808 147	67%	11 550 013	6 308 680	3 539 741
2038	15 482 752	19 391 998	526 200 145	67%	9 794 277	5 106 519	2 740 645
2039	13 536 375	17 117 247	543 317 392	66%	8 233 689	4 097 733	2 103 615
2040	12 273 340	15 660 716	558 978 109	66%	7 174 355	3 408 228	1 673 579
2041	12 090 888	15 246 750	574 224 859	65%	6 652 107	3 016 488	1 416 818
2042	9 872 410	12 834 326	587 059 185	56%	5 332 928	2 308 366	1 037 079
2043	8 602 015	10 441 193	597 500 378	52%	4 131 934	1 707 218	733 654
2044	7 357 454	9 156 303	606 656 681	51%	3 450 914	1 361 026	559 453
2045	6 109 720	7 906 373	614 563 054	50%	2 837 932	1 068 393	420 071
2046	4 580 482	6 376 949	620 940 003	47%	2 179 959	783 382	294 619
2047	3 237 464	5 041 676	625 981 679	43%	1 641 425	563 045	202 546
2048	1 987 197	3 794 150	629 775 829	37%	1 176 444	385 203	132 546
2049	1 501 123	2 607 091	632 382 920	28%	769 881	240 624	79 197
2050	1 427 000	2 536 115	634 919 035	34%	713 259	212 794	66 992
2051	1 620 792	1 869 616	636 788 651	28%	500 774	142 610	42 945
2052	237 741	1 434 455	638 223 106	23%	365 920	99 470	28 651
2053	-1 013 247	822 393	639 045 499	15%	199 797	51 843	14 284
2054	-943 911	892 727	639 938 226	19%	206 557	51 161	13 483
2055	-1 289 921	686 568	640 624 794	16%	151 292	35 769	9 017
2056	-1 436 667	439 889	641 064 682	11%	92 318	20 834	5 024
2057	-548 457	352 436	641 417 118	9%	70 442	15 175	3 500
Итого 2025-2057	**533 341 557**	**641 417 118**	**641 417 118**	**62%**	**439 894 214**	**327 283 913**	**257 522 009**

3.2.2. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

3.2.2.1 Капитальные затраты

В расчетах экономических показателей разработки месторождения капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин; затраты на надземное нефтепромысловое строительство.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих и нагнетательных скважин.

Капитальные вложения в строительство скважин включают в себя: затраты на бурение новых добывающих скважин.

Надземное строительство состоит из капитальных затрат на:

- обустройство проектных скважин;
- затраты на сопутствующее скважинное оборудование для увеличения нефтеотдачи;
- обустройства выкидных линий для проектных скважин.

Капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела “Кап.вложения” настоящей записки. В составе капитальных вложений, также учтен резерв средств на прочие затраты (на экспертизы, авторский надзор, сопровождение строительства и т.д.) в размере 5% от стоимости всего капитальных затрат на надземное строительство. Бурение

и количество скважин определялось согласно технологическим вариантам разработки данного проекта.

В данном проекте рассматривается два варианта разработки месторождения, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, закачки воды.

Основные положения вариантов:

Вариант 1 базовый. Планируется бурение 9 скважин (добывающие вертикальные скважины). При этом ГРП будет осуществляться в каждой пробуренной скважине. Планируется ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация) в 6 нефтяных скважинах.

Вариант 2 рекомендуемый. Планируется бурение 30 скважин (добывающие вертикальные скважины). Предусмотрено применение ГРП в каждой пробуренной добывающей скважине и ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация) в 10 нефтяных скважинах. Результаты расчетов капитальных вложений по рекомендуемому варианту представлены в таблице 4.2.2.1.1 по другому варианту - в приложениях.

Таблица 4.2.2.1.1 - Расчет капитальных вложений по рекомендуемому 2 варианту, в тыс.тенге

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы, тыс.тенге	Стоимость всего, тыс.тенге	Распределение капитальных вложений по годам строительства																
						2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041-2057
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
I	**Строительство скважин (подземное строительство)**																					
1	Ввод добывающих вертикальных скважин с ГРП (малым)	скв.	30	472 500	14 175 000	4 725 000	4 725 000	4 725 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин, временно дающих нефть в ППД	скв.	41	7 613	312 113	30 450	45 675	30 450	45 675	30 450	22 838	7 613	15 225	7 613	45 675	15 225	7 613	7 613	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других горизонтов	скв.	94	13 125	1 233 750	131 250	144 375	118 125	157 500	91 875	118 125	78 750	91 875	78 750	52 500	39 375	0	26 250	0	13 125	26 250	65 625
4	Перевод нагнетательных скважин с других горизонтов	скв.	2	13 125	26 250	0	0	0	0	0	0	0	0	13 125	0	0	13 125	0	0	0	0	0
5	ОРЭ (одновремненно-раздельная эксплуатация) пластов	скв.	10	105 000	1 050 000	210 000	210 000	210 000	315 000	105 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Выбытие скважин	скв.	78	2 625	204 750	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7 875	0	7 875	0	28 875	0	160 125
	Итого строительство скважин				**17 001 863**	**5 096 700**	**5 125 050**	**5 083 575**	**518 175**	**227 325**	**140 963**	**86 363**	**107 100**	**99 488**	**98 175**	**62 475**	**20 738**	**41 738**	**0**	**42 000**	**26 250**	**225 750**
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				**17 001 863**	**5 096 700**	**5 125 050**	**5 083 575**	**518 175**	**227 325**	**140 963**	**86 363**	**107 100**	**99 488**	**98 175**	**62 475**	**20 738**	**41 738**	**0**	**42 000**	**26 250**	**225 750**
II	**Надземное строительство и инфраструктура**																					
1	Обустройство устьев скважин	тыс.тенге	30	9 608	288 225	96 075	96 075	96 075	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Обустройство выкидных линий для новых скважин	тыс.тенге	30	11 655	349 650	116 550	116 550	116 550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Строит-во площадок	тыс.тенге	30	27 195	815 850	271 950	271 950	271 950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Прочие объекта промысла	тыс.тенге			72 686	24 229	24 229	24 229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				**1 526 411**	508 804	508 804	508 804	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				**1 526 411**	508 804	508 804	508 804	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин				**18 528 274**	**5 605 504**	**5 633 854**	**5 592 379**	**518 175**	**227 325**	**140 963**	**86 363**	**107 100**	**99 488**	**98 175**	**62 475**	**20 738**	**41 738**	**0**	**42 000**	**26 250**	**225 750**
	Всего со строительством скважин в ценах с учетом инфляции				**18 528 274**	**5 605 504**	**5 633 854**	**5 592 379**	**518 175**	**227 325**	**140 963**	**86 363**	**107 100**	**99 488**	**98 175**	**62 475**	**20 738**	**41 738**	**0**	**42 000**	**26 250**	**225 750**

3.2.2.2 Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. Расходы, понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Расходы относимые на себестоимость продукции включают в себя все эксплуатационные затраты, производимые непосредственно на промысле. Расходы периода в свою очередь включают в себя общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- обслуживание скважин;
- материальные производственные затраты;
- электроэнергию, потребляемую на промысле;
- внутри промысловый сбор и транспорт нефти;
- технологическую подготовку нефти и воды;
- затраты на поддержание пластового давления и мероприятия по интенсификации добычи;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- обслуживание, текущий и капитальный ремонт основных фондов;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- налоги, отчисления и сборы в бюджет, входящие в себестоимость продукции;
- услуги сторонних организаций производственного и непроизводственного характера, необходимые на промысле (питание, содержание вахтового поселка и т.д.);
- прочие необходимые затраты.

Расходы периода включают:

- материальные затраты общепроизводственного назначения;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями;
- налоги и другие обязательные платежи в бюджет за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;
- прочие затраты общепроизводственного назначения.

Согласно Дополнениям к Контракту на осуществление разведки и добычи на месторождении «Арыстановское», затраты на профессиональное обучение казахстанских специалистов составят 1% от инвестиций; расходы на социальное развитие региона - 400,0 тыс. $/год. Отчисления в ликвидационной фонд рассчитаны согласно утвержденному Проекту

ликвидации.

Амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК.

Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему. Амортизационные отчисления по нематериальным активам и историческим затратам определяются, по линейному методу.

Результаты расчетов затрат, входящих в производственную себестоимость и расходы периода рекомендуемого 2 варианта приведены в таблице 3.2.2.2.1-3.2.2.2.2. По другому варианту - в приложениях.

Таблица 3.2.2.2.1 -Расчет прямых эксплуатационных затрат по рекомендуемому 2 варианту, в тыс.тенге

Год	Расходы, относимые на себестоимость продукции															Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость 1 тн.нефти
	Затраты на материалы, химреагенты	Прочие	Геологические и геофизические работы	Услуги сервисных компаний	Затраты на охрану, ТБ и ООС	Текущий ремонт и техобслуживание скважин	ФОТ ППП	Транспортные затраты	НИОКР	Работы и услуги производственного характера	Затраты на страхование	Затраты на подготовку нефти до нефтепродуктов	Акцизы на дизельное топливо	Акцизы на бензин	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество	НДПИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2025	565 196	67 824	22 608	753 595	67 824	338 100	2 660 008	678 236	963 330	108 675	5 250	5 693 923	2 056 143	2 194 731	3 436 830	500 043	622 047	3 780 579	4 902 670	24 514 941	56 929
2026	620 101	74 412	24 804	826 802	74 412	1 157 523	2 660 008	744 122	791 818	116 550	5 250	6 247 051	2 255 884	2 407 935	5 224 180	500 043	693 709	4 147 838	5 341 590	28 572 441	60 476
2027	661 071	79 329	26 443	881 428	79 329	1 233 999	2 660 008	793 285	868 744	124 425	5 250	6 659 788	2 404 928	2 567 025	6 743 599	500 043	756 852	4 421 882	5 678 778	31 467 428	62 476
2028	624 008	74 881	24 960	832 010	74 881	1 164 814	2 660 008	748 809	926 140	124 425	5 250	6 286 403	2 270 095	2 423 103	7 188 070	500 043	777 045	4 173 967	5 451 056	30 878 913	64 949
2029	570 043	68 405	22 802	760 058	68 405	1 064 081	2 660 008	684 052	874 220	124 425	5 250	5 742 753	2 073 776	2 213 553	6 762 419	500 043	756 441	3 813 001	5 069 485	28 763 735	66 227
2030	522 370	62 684	20 895	696 493	62 684	975 090	2 660 008	626 844	798 624	124 425	5 250	5 262 478	1 900 343	2 028 430	6 332 641	500 043	732 732	3 494 114	4 726 889	26 806 146	67 353
2031	480 725	57 687	19 229	640 966	57 687	897 353	2 660 008	576 870	731 833	124 425	5 250	4 842 937	1 748 842	1 866 717	5 960 768	500 043	707 795	3 215 552	4 423 390	25 094 686	68 515
2032	432 231	51 868	17 289	576 308	51 868	806 831	2 660 008	518 677	673 491	124 425	5 250	4 354 399	1 572 425	1 678 410	5 498 229	500 043	682 458	2 891 179	4 073 681	23 095 390	70 131
2033	410 177	49 221	16 407	546 903	49 221	765 665	2 660 008	492 213	605 550	124 425	5 250	4 132 226	1 492 196	1 592 773	5 299 997	500 043	657 066	2 743 663	3 900 772	22 143 005	70 854
2034	372 880	44 746	14 915	497 173	44 746	696 042	2 660 008	447 456	574 650	124 425	5 250	3 756 481	1 356 510	1 447 941	4 952 153	500 043	631 458	2 494 181	3 625 682	20 621 056	72 584
2035	344 063	41 288	13 763	458 750	41 288	642 250	2 660 008	412 875	522 396	122 063	5 250	3 466 169	1 251 675	1 336 040	4 674 995	500 043	605 393	2 301 423	3 406 859	19 399 729	74 004
2036	320 912	38 509	12 836	427 883	38 509	599 036	2 660 008	385 095	482 018	122 063	5 250	3 232 947	1 167 456	1 246 144	4 456 150	500 043	578 684	2 146 572	3 225 300	18 420 117	75 336
2037	295 414	35 450	11 817	393 885	35 450	551 439	2 660 008	354 497	449 585	119 700	5 250	2 976 071	1 074 695	1 147 131	4 199 458	500 043	551 774	1 976 014	3 027 832	17 337 681	77 030
2038	266 629	31 996	10 665	355 506	31 996	497 708	2 660 008	319 955	413 860	119 700	5 250	2 686 088	969 978	1 035 356	3 909 246	500 043	524 676	1 783 475	2 808 195	16 122 135	79 362
2039	234 982	28 198	9 399	313 309	28 198	438 633	2 660 008	281 978	373 531	111 038	5 250	2 367 262	854 847	912 465	3 580 872	500 043	497 392	1 571 785	2 569 220	14 769 189	82 494
2040	214 928	25 791	8 597	286 571	25 791	401 199	2 660 008	257 913	329 192	111 038	5 250	2 165 235	781 892	834 593	3 387 376	500 043	470 253	1 437 646	2 407 942	13 903 316	84 903
2041	193 540	23 225	7 742	258 053	23 225	361 275	2 660 008	232 248	301 096	105 525	5 250	1 949 768	704 085	751 541	3 155 862	500 043	442 982	1 294 583	2 237 609	12 970 051	87 957
2042	178 597	21 432	7 144	238 129	21 432	333 380	2 660 008	214 316	271 130	105 525	5 250	1 799 225	649 721	693 514	2 961 916	500 043	415 501	1 194 627	2 110 171	12 270 888	90 178
2043	152 755	18 331	6 110	203 673	18 331	285 142	2 660 008	183 306	250 195	100 013	5 250	1 538 889	555 711	593 167	1 839 177	500 043	388 360	1 021 772	1 910 176	10 320 234	88 673
2044	135 192	16 223	5 408	180 256	16 223	252 358	2 660 008	162 230	213 995	100 013	5 250	1 361 956	491 819	524 968	1 798 849	500 043	361 255	904 295	1 765 593	9 690 340	94 078
2045	118 474	14 217	4 739	157 966	14 217	221 152	2 660 008	142 169	189 391	94 500	5 250	1 193 540	431 001	460 052	1 796 653	500 043	333 732	792 472	1 626 247	9 129 576	101 141
2046	99 315	11 918	3 973	132 420	11 918	185 388	2 660 008	119 178	165 970	94 500	5 250	1 000 524	361 301	385 653	1 796 467	500 043	306 097	664 315	1 470 456	8 504 237	112 388
2047	83 594	10 031	3 344	111 459	10 031	156 042	2 660 008	100 313	139 128	88 988	5 250	842 145	304 109	324 606	1 804 212	500 043	278 449	559 157	1 337 649	7 980 907	125 307
2048	70 664	8 480	2 827	94 219	8 480	131 906	2 660 008	84 797	117 104	88 988	5 250	711 886	257 070	274 397	1 806 953	500 043	250 786	472 669	1 223 499	7 546 525	140 168
2049	58 794	7 055	2 352	78 392	7 055	109 749	2 660 008	70 553	98 989	82 688	5 250	592 305	213 889	228 305	1 105 968	500 043	223 108	393 272	1 116 423	6 437 775	143 715
2050	49 088	5 891	1 964	65 451	5 891	91 632	1 834 488	58 906	82 361	82 688	5 250	494 529	178 580	190 617	1 109 116	344 857	195 414	334 717	874 989	5 131 440	137 201
2051	41 137	4 936	1 645	54 850	4 936	76 790	1 834 488	49 365	70 139	77 963	5 250	414 428	149 655	159 742	248 824	344 857	167 708	285 943	798 509	3 992 659	127 387
2052	34 610	4 153	1 384	46 147	4 153	64 606	1 834 488	41 532	59 953	77 963	5 250	348 670	125 909	134 396	1 196 714	344 857	139 991	252 246	737 094	4 717 022	178 881
2053	27 699	3 324	1 108	36 932	3 324	51 705	1 834 488	33 239	52 962	63 788	5 250	279 049	100 768	107 560	1 835 640	344 857	112 238	211 688	668 783	5 105 619	241 924
2054	23 577	2 829	943	31 436	2 829	44 011	1 467 590	28 293	44 505	63 788	5 250	237 523	85 773	91 554	1 836 638	275 886	84 449	188 954	549 289	4 515 828	251 387
2055	19 835	2 380	793	26 447	2 380	37 026	1 467 590	23 803	39 775	63 000	5 250	199 827	72 160	77 024	1 839 407	275 886	56 659	172 903	505 448	4 382 147	289 964
2056	17 055	2 047	682	22 741	2 047	31 837	1 467 590	20 467	35 136	63 000	5 250	171 821	62 046	66 229	1 788 745	275 886	28 866	155 662	460 415	4 217 106	324 527
2057	14 735	1 768	589	19 646	1 768	27 505	1 330 004	17 682	31 721	63 000	5 250	148 442	53 604	57 217	830 525	250 022	7 485	140 825	398 332	3 001 790	267 384
Итого 2025-2057	**8 254 393**	**990 527**	**330 176**	**11 005 858**	**990 527**	**14 691 268**	**79 570 917**	**9 905 272**	**12 542 531**	**3 342 150**	**173 250**	**83 156 739**	**30 028 885**	**32 052 888**	**110 358 649**	**14 958 193**	**14 038 858**	**55 432 971**	**84 430 022**	**481 824 052**	**76 613**

Таблица 3.2.2.2.2 - Расчет эксплуатационных затрат, включаемых в расходы периода по рекомендуемому 2 варианту, в тыс.тенге

Год	Расходы периода					Затраты на транспорт нефти		Налоги и отчисления, входящие в расходы периода			Итого расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления в фонд ликвидации
	ФОТ АУП	Содержание АУП (транспорт, тех.ср-ва и узлы связи)	Страхование АУП	Административно-управленческие расходы	Выделение средств на социальные проекты	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависимые от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	227 328	14 180	1 943	105	210 000	7 330 140	2 461 995	12 459 881	42 621	5 144	22 753 337	244 592	60 356
2026	227 328	14 180	1 943	105	210 000	8 042 215	2 701 162	13 670 278	42 621	5 517	24 915 348	282 776	66 219
2027	227 328	14 180	1 943	105	210 000	8 573 557	2 879 625	14 573 462	42 621	5 889	26 528 710	307 170	70 594
2028	227 328	14 180	1 943	105	210 000	8 092 876	2 718 178	13 756 393	42 621	5 889	25 069 513	252 246	66 636
2029	227 328	14 180	1 943	105	210 000	7 393 001	2 483 109	12 566 735	42 621	5 889	22 944 911	232 521	60 873
2030	227 328	14 180	1 943	105	210 000	6 774 713	2 275 442	11 515 760	42 621	5 889	21 067 981	216 263	55 782
2031	227 328	14 180	1 943	105	210 000	6 234 613	2 094 037	10 597 688	42 621	5 889	19 428 404	202 306	51 335
2032	227 328	14 180	1 943	105	210 000	5 605 688	1 882 798	9 528 633	42 621	5 889	17 519 185	186 601	46 157
2033	227 328	14 180	1 943	105	210 000	5 319 670	3 126 783	9 042 456	42 621	5 889	17 990 975	179 409	43 802
2034	227 328	14 180	1 943	105	210 000	4 835 950	2 842 463	8 220 221	42 621	5 889	16 400 699	167 236	39 819
2035	227 328	14 180	1 943	105	210 000	4 462 213	2 622 789	7 584 937	42 621	5 778	15 171 894	157 377	36 741
2036	227 328	14 180	1 943	105	210 000	4 161 973	2 446 314	7 074 585	42 621	5 778	14 184 827	149 383	34 269
2037	227 328	14 180	1 943	105	210 000	3 831 281	2 251 941	6 512 469	42 621	5 666	13 097 533	141 068	31 546
2038	227 328	14 180	1 943	105	210 000	3 457 967	2 032 515	5 877 904	42 621	5 666	11 870 229	131 048	28 473
2039	227 328	14 180	1 943	105	210 000	3 047 524	1 791 266	5 180 226	42 621	5 256	10 520 448	120 732	25 093
2040	227 328	14 180	1 943	105	210 000	2 787 441	1 638 395	4 738 135	42 621	5 256	9 665 403	113 972	22 951
2041	227 328	14 180	1 943	105	210 000	2 510 058	1 475 355	1 756 849	42 621	4 995	6 243 434	106 545	20 668
2042	227 328	14 180	1 943	105	210 000	2 316 253	1 555 933	3 937 202	42 621	4 995	8 310 560	100 943	19 072
2043	227 328	14 180	1 943	105	210 000	1 981 108	1 330 801	3 367 516	42 621	4 734	7 180 335	84 355	16 312
2044	227 328	14 180	1 943	105	210 000	1 753 331	1 177 792	2 980 338	42 621	4 734	6 412 371	79 286	14 437
2045	227 328	14 180	1 943	105	210 000	1 536 518	1 032 149	2 611 796	42 621	4 473	5 681 112	75 371	12 652
2046	227 328	14 180	1 943	105	210 000	1 288 036	865 233	2 189 423	42 621	4 473	4 843 342	70 726	10 606
2047	227 328	14 180	1 943	105	210 000	1 084 146	728 270	1 842 847	42 621	4 212	4 155 651	67 273	8 927
2048	227 328	14 180	1 943	105	210 000	916 455	615 625	1 557 804	42 621	4 212	3 590 272	64 107	7 546
2049	272 794	14 180	1 943	105	210 000	762 512	512 214	1 296 129	42 621	3 914	3 116 410	54 481	6 278
2050	272 794	14 180	1 943	105	210 000	649 371	481 116	1 103 811	42 621	3 914	2 779 854	43 788	5 242
2051	272 794	14 180	1 943	105	210 000	555 074	403 188	943 522	42 621	3 690	2 447 116	33 445	4 393
2052	272 794	14 180	1 943	105	210 000	490 349	339 214	833 503	42 621	3 690	2 208 398	41 247	3 696
2053	272 794	14 180	1 943	105	210 000	412 059	271 480	782 828	42 621	3 019	2 011 029	46 359	2 958
2054	272 794	14 180	1 943	105	210 000	368 278	231 081	699 651	42 621	3 019	1 843 672	41 268	2 518
2055	272 794	14 180	1 943	105	210 000	325 322	194 407	683 101	42 621	2 982	1 747 454	40 443	2 118
2056	272 794	14 180	1 943	105	210 000	293 713	167 160	616 730	42 621	2 982	1 622 227	39 263	1 821
2057	272 794	14 180	1 943	105	210 000	266 437	160 462	586 097	42 621	2 982	1 557 619	27 765	1 573
Итого 2025-2057	**7 911 014**	**467 948**	**64 103**	**3 465**	**6 930 000**	**107 459 840**	**49 790 293**	**180 688 908**	**1 406 485**	**158 195**	**354 880 251**	**4 101 365**	**881 461**

3.2.2.3 Бюджетная эффективность проекта

Анализ бюджетной эффективности инвестиционного проекта показывает влияние результатов осуществляемого проекта на доходы и расходы бюджета Республики Казахстан. В качестве основного показателя доходов государства от реализуемого проекта принимается бюджетный эффект, который выражается в увеличении бюджетных доходов или снижении бюджетных расходов в результате реализации проекта. Для определения бюджетной эффективности проектов используется элементы методологии оценки на основании дисконтирования денежных потоков. Основным документом, регламентирующим расчет бюджетной эффективности, является Налоговый кодекс РК. Все налоговые обязательства Недропользователя рассчитываются и уплачиваются в национальной валюте тенге.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- НДС, при реализации продукции на внутреннем рынке - 12% от облагаемого оборота. Предполагается, что возмещение налога на добавленную стоимость (НДС) из бюджета государства производится за счет всех налогов, уплачиваемых предприятием в бюджет РК;
- налоги и сборы, зависимые от фонда оплаты труда: обязательные выплаты в фонд государственного социального страхования (социальный налог), обязательного медицинского страхования и Пенсионный Фонд, ИПН у источника;
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных фондов (балансовая стоимость с вычетом износа оборудования);
- НДПИ – в соответствии с налоговым законодательством выплачивается в зависимости от уровня годовой добычи за каждый отдельный год деятельности по скользящей шкале ставок от стоимости добытых углеводородов, исчисленной по средневзвешенной цене их реализации без учета косвенных налогов;
- рентный налог на экспортируемую сырую нефть начислен по скользящей шкале ставок, согласно НК РК;
- экспортная таможенная пошлина – по скользящей шкале ставок от продажи за тонну;
- корпоративный подоходный налог - 20% от налогооблагаемого дохода;
- налог на сверхприбыль начислен в процентах к размеру, превышающему 25% отношения чистого дохода к вычетам и т.д.
- аренда земельных участков и прочие налоги.

Результаты расчета бюджетной эффективности представлены в таблице 3.2.2.3.1-3.2.2.3.2. По 1 варианту представлены в приложениях.

Таблица 3.2.2.3.1 - Расчет налогооблагаемого дохода в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на 1 тн нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход (до уплаты налогов)
1	2	3	4	5	6	7
2025	47 573 225	110 475	65 165 254	4 841 118	42 732 107	63 760 966
2026	53 836 784	113 950	70 269 429	5 063 084	48 773 700	70 430 524
2027	58 373 902	115 896	73 931 701	5 211 287	53 162 616	75 464 013
2028	56 267 308	118 349	68 621 259	3 897 215	52 370 093	71 912 114
2029	52 002 040	119 732	62 087 019	2 869 646	49 132 394	65 979 792
2030	48 146 173	120 972	56 401 301	2 105 615	46 040 559	60 628 327
2031	44 776 731	122 252	51 436 189	1 540 224	43 236 506	55 856 733
2032	40 847 333	124 036	45 659 802	1 138 949	39 708 384	50 019 081
2033	40 357 190	129 136	41 735 651	847 900	39 509 290	46 187 748
2034	37 228 810	131 042	37 399 145	637 977	36 590 833	41 713 321
2035	34 765 741	132 621	34 093 950	474 631	34 291 109	38 294 314
2036	32 788 596	134 102	31 437 767	347 541	32 441 055	35 546 376
2037	30 607 828	135 988	28 514 948	259 711	30 348 117	32 454 696
2038	28 151 885	138 579	25 209 576	186 992	27 964 893	28 931 830
2039	25 435 461	142 071	21 591 852	138 309	25 297 152	25 034 415
2040	23 705 643	144 763	19 308 027	106 933	23 598 710	22 588 471
2041	19 340 697	131 160	19 392 169	76 992	19 263 705	22 471 040
2042	20 701 463	152 134	15 040 559	55 434	20 646 029	17 947 041
2043	17 601 236	151 233	12 969 478	54 612	17 546 623	14 754 043
2044	16 196 434	157 242	10 859 402	42 996	16 153 438	12 615 255
2045	14 898 711	165 053	8 811 208	30 957	14 867 754	10 576 904
2046	13 428 910	177 470	6 446 496	22 289	13 406 621	8 220 674
2047	12 212 758	191 751	4 516 273	16 048	12 196 710	6 304 437
2048	11 208 450	208 184	2 932 846	11 555	11 196 895	4 728 244
2049	9 614 944	214 641	2 150 816	8 319	9 606 625	3 248 464
2050	7 960 324	212 839	2 059 531	5 990	7 954 334	3 162 657
2051	6 477 613	206 670	2 087 118	4 313	6 473 300	2 331 629
2052	6 970 363	264 333	595 578	3 105	6 967 258	1 789 187
2053	7 165 964	339 552	-808 208	2 236	7 163 728	1 025 197
2054	6 403 286	356 458	-721 131	1 610	6 401 676	1 113 897
2055	6 172 162	408 408	-1 152 840	1 159	6 171 003	685 409
2056	5 880 418	452 527	-1 348 857	834	5 879 583	439 054
2057	4 588 747	408 742	-478 090	601	4 588 147	351 835
Итого 2025-2057	**841 687 130**	**133 834**	**816 215 219**	**30 006 182**	**811 680 948**	**896 567 686**

Таблица 4.2.2.3.2 - Расчет дохода от реализации продукции и бюджетной эффективности 2 варианта разработки, тыс. тенге

Год	ДОХОД ГОСУДАРСТВА, тыс.тенге													
	Социальный налог	ИПН	Экспортная таможенная пошлина на нефть	Налог на имущество	Аренда земельных участков	Рентный налог на экспорт	НДПИ на добычу нефти и газа	Прочие налоги и платежи в бюджет	КПН	НСП	Суммарный доход РК	Дисконтированный доход РК при		
												5,0%	10,0%	15,0%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16
2025	284 253	258 411	2 461 995	622 047	53	12 459 881	3 780 579	5 144	12 752 193	7 765 771	40 390 328	38 827 229	37 062 355	35 450 948
2026	284 253	258 411	2 701 162	693 709	53	13 670 278	4 147 838	5 517	14 086 105	8 623 250	44 470 575	40 336 123	36 752 541	33 626 144
2027	284 253	258 411	2 879 625	756 852	53	14 573 462	4 421 882	5 889	15 092 803	9 275 118	47 548 348	41 074 051	35 723 778	31 263 811
2028	284 253	258 411	2 718 178	777 045	53	13 756 393	4 173 967	5 889	14 382 423	8 233 903	44 590 514	36 684 727	30 455 921	25 494 771
2029	284 253	258 411	2 483 109	756 441	53	12 566 735	3 813 001	5 889	13 195 958	7 573 266	40 937 116	32 075 301	25 418 728	20 352 981
2030	284 253	258 411	2 275 442	732 732	53	11 515 760	3 494 114	5 889	12 125 665	7 001 642	37 693 961	28 127 814	21 277 258	16 296 140
2031	284 253	258 411	2 094 037	707 795	53	10 597 688	3 215 552	5 889	11 171 347	6 505 156	34 840 181	24 760 266	17 878 522	13 097 714
2032	284 253	258 411	1 882 798	682 458	53	9 528 633	2 891 179	5 889	10 003 816	5 938 400	31 475 892	21 304 123	14 683 736	10 289 525
2033	284 253	258 411	3 126 783	657 066	53	9 042 456	2 743 663	5 889	9 237 550	5 866 226	31 222 349	20 126 204	13 241 324	8 875 340
2034	284 253	258 411	2 842 463	631 458	53	8 220 221	2 494 181	5 889	8 342 664	5 412 420	28 492 012	17 491 624	10 984 904	7 042 790
2035	284 253	258 411	2 622 789	605 393	53	7 584 937	2 301 423	5 778	7 658 863	5 050 099	26 371 998	15 419 161	9 243 224	5 668 482
2036	284 253	258 411	2 446 314	578 684	53	7 074 585	2 146 572	5 778	7 109 275	4 757 361	24 661 286	13 732 327	7 857 846	4 609 371
2037	284 253	258 411	2 251 941	551 774	53	6 512 469	1 976 014	5 666	6 490 939	4 444 195	22 775 714	12 078 448	6 597 313	3 701 690
2038	284 253	258 411	2 032 515	524 676	53	5 877 904	1 783 475	5 666	5 786 366	3 940 458	20 493 777	10 350 750	5 396 652	2 896 358
2039	284 253	258 411	1 791 266	497 392	53	5 180 226	1 571 785	5 256	5 006 883	3 048 594	17 644 119	8 487 123	4 223 862	2 168 365
2040	284 253	258 411	1 638 395	470 253	53	4 738 135	1 437 646	5 256	4 517 694	2 516 993	15 867 088	7 268 896	3 453 141	1 695 633
2041	284 253	258 411	1 475 355	442 982	53	1 756 849	1 294 583	4 995	4 494 208	2 807 073	12 818 762	5 592 784	2 536 124	1 191 195
2042	284 253	258 411	1 555 933	415 501	53	3 937 202	1 194 627	4 995	3 589 408	1 578 741	12 819 123	5 326 610	2 305 632	1 035 851
2043	284 253	258 411	1 330 801	388 360	53	3 367 516	1 021 772	4 734	2 950 809	1 416 654	11 023 363	4 362 319	1 802 408	774 560
2044	284 253	258 411	1 177 792	361 255	53	2 980 338	904 295	4 734	2 523 051	978 897	9 473 078	3 570 303	1 408 113	578 808
2045	284 253	258 411	1 032 149	333 732	53	2 611 796	792 472	4 473	2 115 381	586 108	8 018 827	2 878 297	1 083 589	426 046
2046	284 253	258 411	865 233	306 097	53	2 189 423	664 315	4 473	1 644 135	221 879	6 438 272	2 200 923	790 916	297 452
2047	284 253	258 411	728 270	278 449	53	1 842 847	559 157	4 212	1 260 887	17 921	5 234 460	1 704 190	584 575	210 291
2048	284 253	258 411	615 625	250 786	53	1 557 804	472 669	4 212	945 649	0	4 389 461	1 361 031	445 643	153 343
2049	284 253	258 411	512 214	223 108	53	1 296 129	393 272	3 914	649 693	0	3 621 045	1 069 305	334 208	109 999
2050	202 965	184 513	481 116	195 414	53	1 103 811	334 717	3 914	632 531	0	3 139 034	882 824	263 382	82 919
2051	202 965	184 513	403 188	167 708	53	943 522	285 943	3 690	466 326	0	2 657 908	711 916	202 739	61 052
2052	202 965	184 513	339 214	139 991	53	833 503	252 246	3 690	357 837	0	2 314 011	590 290	160 461	46 220
2053	202 965	184 513	271 480	112 238	53	782 828	211 688	3 019	205 039	0	1 973 823	479 533	124 429	34 282
2054	166 837	151 670	231 081	84 449	53	699 651	188 954	3 019	222 779	0	1 748 494	404 562	100 204	26 408
2055	166 837	151 670	194 407	56 659	53	683 101	172 903	2 982	137 082	0	1 565 693	314 808	74 429	18 762
2056	166 837	151 670	167 160	28 866	53	616 730	155 662	2 982	87 811	0	1 377 771	270 719	61 096	14 731
2057	153 289	139 354	160 462	7 485	53	586 097	140 825	2 982	70 367	0	1 260 913	237 957	51 261	11 823
Итого 2025-2057	**8 571 974**	**7 792 703**	**49 790 293**	**14 038 858**	**1 733**	**180 688 908**	**55 432 971**	**158 195**	**179 313 537**	**103 560 125**	**599 349 297**	**400 102 537**	**292 580 312**	**227 603 804**

3.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

На основе расчетов динамики добычи нефти и технико-экономической оценки по основным вариантам разработки были определены расчетные КИН за экономически рентабельный период эксплуатации месторождения.

В таблице 3.3.1 представлено сопоставление расчетных коэффициентов нефтеизвлечения с ранее утвержденными. Как видно из нее по рекомендуемому варианту 2 представленный КИН на уровне утвержденного, так как в данном варианте предложены рекомендации по проведению на скважинах способы увеличения нефтеотдачи пласта (ГРП) и технологии одновременной-раздельной эксплуатации (ОРЭ), за счет чего достигаются более интенсивный отбор нефти.

Все выделенные основные объекты разработки предлагается эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления (СППД), при этом, учитывая блочное строение, формировать площадную, приконтурную систему заводнения.

Рекомендуемый для определения оптимальных КИН вариант разработки эксплуатационных объектов месторождения Арыстановское в соответствии с результатами технико-экономического анализа – это 2 вариант

Таблица 3.3.1– Сопоставление утвержденных и расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект эксплуатации	Горизонт	Варианты разработки	Утверждённые		Рекомендуемые	
			КИН, д.ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т
I	Ю-XI	1	0,245	3563	0,205	2984,2
		2			0,245	3561,4
II	Ю-X	1	0,201	1652	0,182	1492,6
		2			0,202	1652,3
III	Ю-IX	1	0,204	1865	0,191	1745,7
		2			0,204	1865,8
IV	Ю-VIII	1	0,154	867	0,139	784,1
		2			0,154	867,1
V	Ю-VII	1	0,290	811	0,217	608,1
		2			0,290	811,0
VI	Ю-VI	1	0,172	326	0,142	269,8
		2			0,172	326,1
VII	Ю-V	1	0,239	609	0,234	596,4
		2			0,239	609,0
VIII возвр	Ю-IV	1	0,186	58	0,183	56,8
		2			0,186	58,0
IX возвр	Ю-III	1	0,153	62	0,146	59,1
		2			0,153	62,0
По месторождению в целом		**1**	**0,216**	**9812,6**	**0,189**	**8593,8**
		2			**0,216**	**9812,6**

3.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМОГО К УТВЕРЖДЕНИЮ ВАРИАНТА

Были рассмотрены технико-экономические показатели 2 вариантов разработки.

По первому базовому варианту разработки месторождения суммарные поступления за 27 лет рентабельного периода составят 1 331 773,0 млн.тенге. За этот период будет добыто 5 070,21 тыс.тн. нефти и достигается КИН- 18,9%. Чистые дисконтированные поступления,

рассчитанные при ставках дисконта 10, 15, 20%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 335 713, 490 млн.тенге; 248 563, 323 млн.тенге; 195 348, 338 млн.тенге. Будет введено 9 новых вертикальных скважин. Капитальные затраты составят 6 298,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 132 144,2 тенге.

Вариант 2 рекомендуемый предполагает бурение 30 новых вертикальных скважин в период (с 2025-2027 гг.). Соответственно финансовая нагрузка на предприятие приходится на первые 3 года, но благодаря положительному денежному потоку компания копит достаточно финансовых средств, не прибегая к заемным средствам. Суммарные поступления за 33 лет рентабельного периода составят 1 658 282,3 млн.тенге, при общих капитальных затратах 18 528,3 млн.тенге. За этот период будет добыто 6 289,06 тыс.т нефти и достигается КИН – 21,6 %. С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей 2 вариант является наиболее целесообразным. Данный вариант по показателям является привлекательным для предприятия и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, чем базовый вариант Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 10, 15, 20% составят – 439 894, 214 млн.тенге; 327 283, 913 млн.тенге; 257 522, 009 млн.тенге. Себестоимость нефти составит 133 893,9 тенге.

Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 62 %.

Индекс доходности компании (PI = 15,671) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.3.4.1 -3.4.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

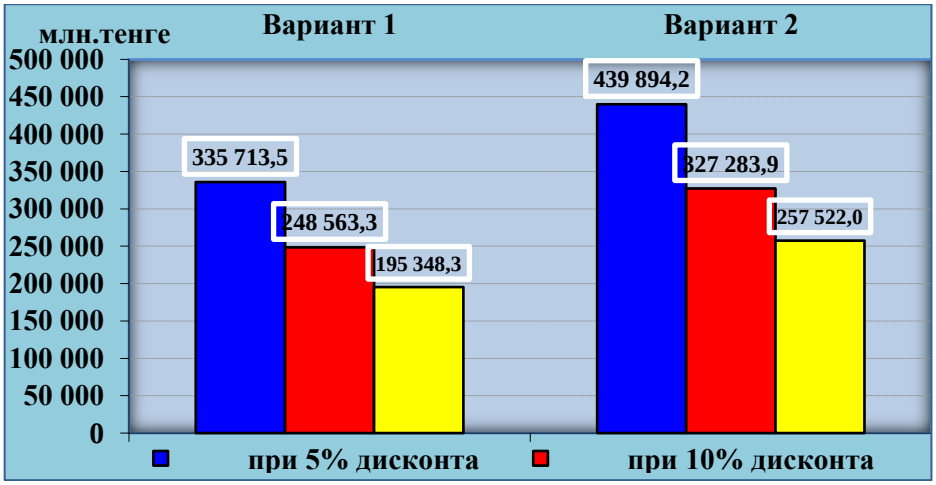


Рисунок 3.4.1 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

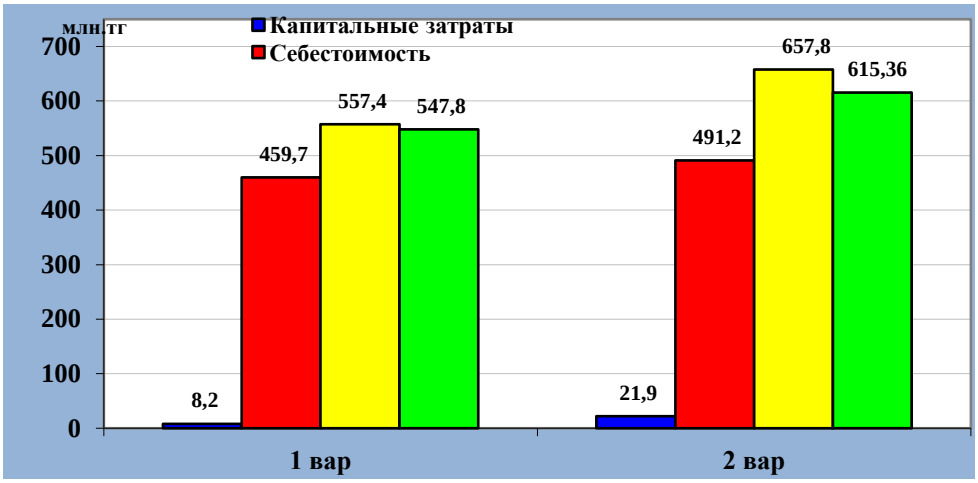


Рисунок 3.4.2 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10, 15, 20%, по вариантам за проектный рентабельный период

Результаты расчетов технико-экономических показателей за рентабельный период и сравнительный анализ экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2025-2053 (29 лет)	2025-2051 (27 лет)	2025-2057 (33 лет)	2025-2057 (33 лет)
2	Ввод добывающих скважин, шт.	9	9	30	30
3	Выбытие скважин, шт.	34	34	60	60
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	5 116,64	5 070,21	6 289,06	6 289,06
5	Добыча газа, млн.м^3	627,8	622,1	836,2	836,2
6	Добыча жидкости, тыс.т	16 718,2	15 952,6	17 153,0	17 153,0
7	Закачка воды, тыс.м^3	8 798	8 338	8 880	8 880
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	5 065,47	5 019,51	6 226,17	6 226,17
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	1 343 967,9	1 331 773,0	1 658 282,3	1 658 282,3
10	Эксплуатационные затраты, без амортизации, млн.тенге	625 166,0	611 922,8	731 708,5	731 708,5
	- прямые затраты	257 653,0	250 567,1	287 916,8	287 916,8
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	262 657,7	258 463,2	315 447,4	315 447,4
	- расходы периода	104 855,3	102 892,5	128 344,2	128 344,2
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	1 236,0	1 150,8	1 406,5	1 406,5
11	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	684 812,2	669 999,2	842 067,1	842 067,1
12	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	133 840,2	132 144,2	133 893,9	133 893,9
13	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	6 298,8	6 298,8	18 528,3	18 528,3
	- в строительство скважин	5 840,9	5 840,9	17 001,9	17 001,9
	- в нефтепромысловое строительство	457,9	457,9	1 526,4	1 526,4
14	Удельные капитальные вложения, тенге/т	1 231,0	1 242,3	2 946,1	2 946,1
15	**Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.тенге**	**248 495,7**	**248 563,3**	**327 283,9**	**327 283,9**
16	**Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %**	**57,4%**	**58,5%**	**62%**	**62%**
17	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	491 866,2	492 914,5	641 417,1	641 417,1
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	488 313,4	484 033,7	599 349,3	599 349,3
19	**Коэффициент извлечения нефти КИН, %**	**19,0%**	**18,9%**	**21,6%**	**21,6%**

4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по 2-м вариантам разработки. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

4.1. РАЗЛИЧНЫЕ СРОКИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИЛИ ЕЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЭТАПОВ (НАЧАЛА ИЛИ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА, ПОСТУТИЛИЗАЦИИ ОБЪЕКТА, ВЫПОЛНЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ РАБОТ)

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025 - 2051 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 5070 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 8593,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15203,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19628,9 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8077,6 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9060,7 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 92,4 %.

Рентабельный КИН – 0,189 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 4.1.1.

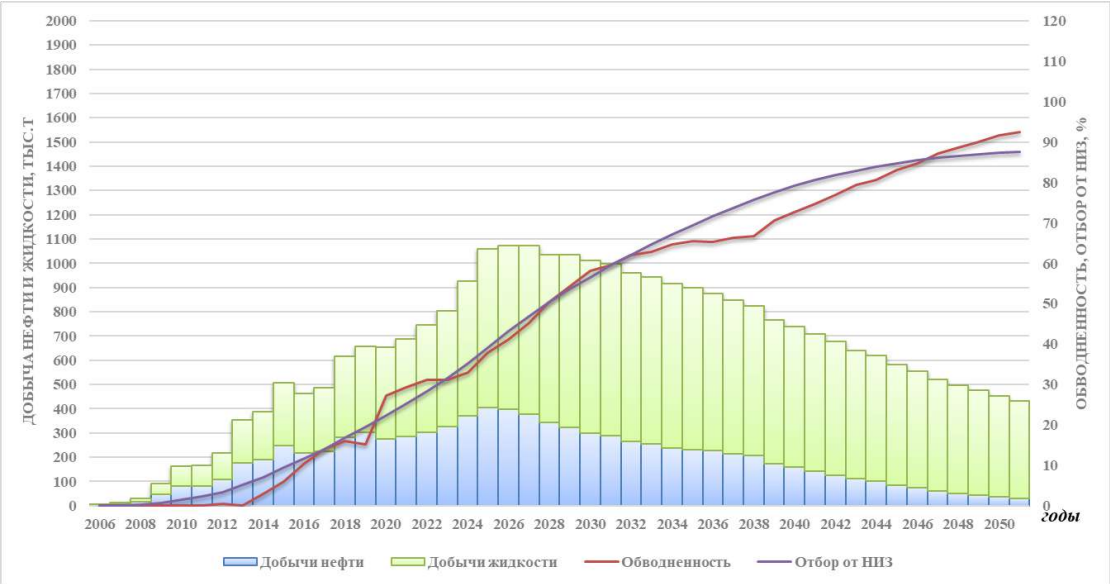


Рисунок 4.1.1 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 1

Вариант 2

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2057 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 6289,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9812,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 15531,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 19957,2 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 8255,4 тыс.м^3.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 9238,4 тыс.м^3.

Конечная обводненность – 91,3 %. Рентабельный КИН – 0,216 д.ед.

Основные технологические показатели разработки и их динамика по месторождению представлены на рисунке 4.1.2.

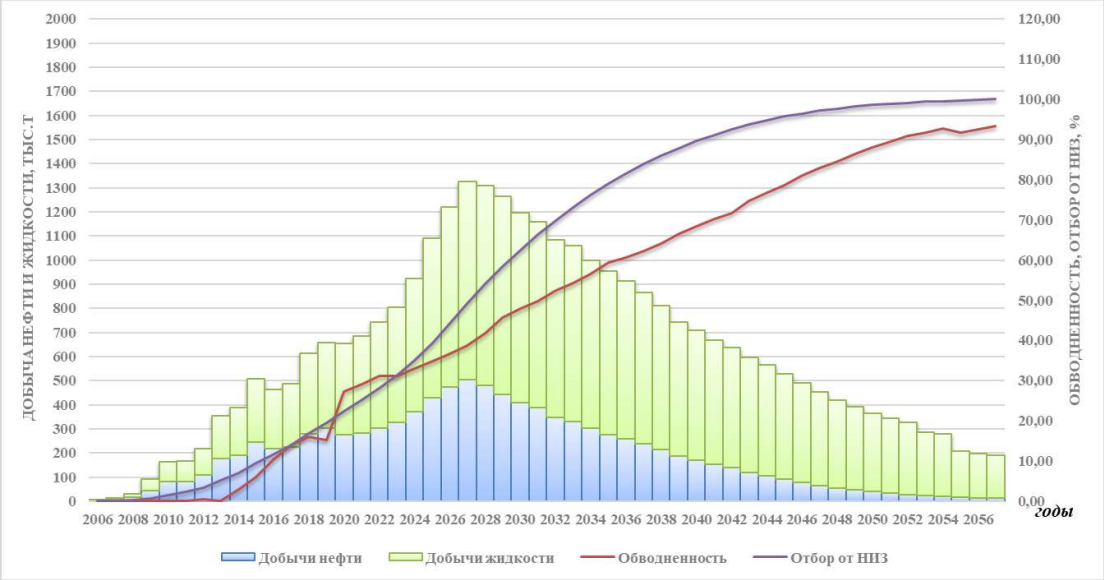


Рисунок 4.1.2 - Динамика основных технологических показателей по месторождению по варианту 2

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти.

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом и объектам разработки по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.1.1-4.1.4.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Арыстановское.

Годы	Ввод скважин из бурения в эксплуатацию			Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд добывающих скважин осущ. ОРЭ горизонтов	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.			Приемистость нагнетательных скважин, м^3/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.				Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Газа, м^3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	9	8	1	2	154	490,8	0	0	0	123,0	123,0	7,0	14,0	10,5	16,9	1321,0	48,9
2026	0	0	0	3	154	490,8	0	0	0	120,0	120,0	8,0	17,0	9,9	17,3	1228,9	50,2
2027	0	0	0	2	154	490,8	0	0	0	118,0	118,0	8,0	19,0	9,4	18,0	1173,7	48,2
2028	0	0	0	2	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	8,6	18,2	1063,1	48,4
2029	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	8,1	18,6	1010,7	50,7
2030	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	7,6	18,7	952,9	52,4
2031	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	116,0	116,0	8,0	21,0	7,2	18,2	904,7	51,9
2032	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	114,0	114,0	8,0	21,0	6,7	18,0	843,8	50,6
2033	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	114,0	114,0	8,0	21,0	6,6	17,5	823,9	50,2
2034	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,3	17,4	766,0	49,7
2035	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,1	17,0	765,6	49,3
2036	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	112,0	112,0	8,0	21,0	6,0	16,6	734,3	49,0
2037	0	0	0	0	154	490,8	7	6	1	106,0	106,0	7,0	20,0	6,0	16,6	724,0	49,7
2038	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	106,0	106,0	7,0	20,0	5,8	16,3	705,9	49,5
2039	0	0	0	0	154	490,8	5	5	0	101,0	101,0	7,0	20,0	5,2	16,7	594,7	48,3
2040	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	101,0	101,0	7,0	20,0	4,7	16,4	569,7	47,7
2041	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	97,0	97,0	7,0	20,0	4,4	16,8	510,8	47,0
2042	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	95,0	95,0	7,0	20,0	4,0	16,7	478,6	46,2
2043	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	93,0	93,0	7,0	20,0	3,6	16,6	406,7	44,8
2044	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	93,0	93,0	7,0	20,0	3,2	16,2	388,3	44,0
2045	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	89,0	89,0	7,0	20,0	2,8	16,3	317,8	42,5
2046	0	0	0	0	154	490,8	3	3	0	86,0	86,0	7,0	20,0	2,6	16,3	305,9	41,4
2047	0	0	0	0	154	490,8	4	4	0	82,0	82,0	7,0	20,0	2,2	16,4	249,3	39,9
2048	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	82,0	82,0	7,0	20,0	1,9	15,9	226,2	38,9
2049	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	80,0	80,0	7,0	20,0	1,6	15,8	200,6	37,9
2050	0	0	0	0	154	490,8	2	2	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,3	15,6	162,4	36,8
2051	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,1	15,1	139,6	35,8
2052	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	1,0	14,6	121,3	34,9
2053	0	0	0	0	154	490,8	0	0	0	78,0	78,0	7,0	20,0	0,8	14,1	104,7	34,1

Таблица 4.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Арыстановское.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	**405,9**	4,1	6,5	3929,4	40,0	0,086	653,4	653,4	5078,9	3765,4	37,9	213,8	1196,9	27	51,164	530,045
2026	**386,4**	3,9	6,6	4315,9	44,0	0,095	675,0	675,0	5753,8	4440,3	42,8	276,3	1473,2	34	47,912	577,957
2027	**358,6**	3,7	6,5	4674,5	47,6	0,103	690,2	690,2	6444,1	5130,6	48,0	297,0	1770,2	37	44,997	622,955
2028	**322,6**	3,3	6,3	4997,1	50,9	0,110	685,9	685,9	7130,0	5816,5	53,0	329,4	2099,6	42	40,067	663,021
2029	**305,4**	3,1	6,3	5302,4	54,0	0,117	702,8	702,8	7832,8	6519,3	56,6	344,8	2444,4	43	38,093	701,114
2030	**285,0**	2,9	6,3	5587,4	56,9	0,123	703,7	703,7	8536,5	7223,0	59,5	356,3	2800,7	45	35,914	737,028
2031	**271,7**	2,8	6,4	5859,1	59,7	0,129	687,5	687,5	9224,0	7910,5	60,5	352,9	3153,5	46	34,098	771,126
2032	**250,0**	2,5	6,3	6109,1	62,3	0,134	665,4	665,4	9889,4	8575,9	62,4	344,3	3497,9	47	31,255	802,381
2033	**244,0**	2,5	6,6	6353,1	64,7	0,140	648,2	648,2	10537,6	9224,2	62,4	341,2	3839,1	48	30,516	832,896
2034	**231,0**	2,4	6,7	6584,2	67,1	0,145	632,9	632,9	11170,6	9857,1	63,5	338,0	4177,1	49	27,875	860,771
2035	**223,3**	2,3	6,9	6807,5	69,4	0,150	619,1	619,1	11789,7	10476,2	63,9	335,7	4512,8	50	27,858	888,629
2036	**219,2**	2,2	7,3	7026,7	71,6	0,154	605,7	605,7	12395,4	11081,9	63,8	333,6	4846,4	50	26,720	915,350
2037	**206,9**	2,1	7,4	7233,6	73,7	0,159	573,0	573,0	12968,4	11654,9	63,9	322,2	5168,7	51	24,934	940,284
2038	**199,9**	2,0	7,7	7433,5	75,8	0,163	562,3	562,3	13530,7	12217,2	64,5	320,7	5489,4	52	24,311	964,595
2039	**169,6**	1,7	7,1	7603,1	77,5	0,167	548,6	548,6	14079,4	12765,9	69,1	312,7	5802,1	53	19,516	984,111
2040	**155,0**	1,6	7,0	7758,1	79,1	0,170	539,8	539,8	14619,1	13305,6	71,3	309,1	6111,2	54	18,696	1002,807
2041	**140,0**	1,4	6,8	7898,0	80,5	0,174	528,6	528,6	15147,8	13834,3	73,5	304,7	6415,9	55	16,099	1018,906
2042	**123,5**	1,3	6,4	8021,5	81,7	0,176	516,1	516,1	15663,8	14350,4	76,1	299,1	6714,9	56	14,773	1033,678
2043	**107,4**	1,1	6,0	8129,0	82,8	0,179	500,1	500,1	16163,9	14850,5	78,5	290,4	7005,3	57	12,289	1045,968
2044	**98,1**	1,0	5,8	8227,1	83,8	0,181	488,6	488,6	16652,5	15339,0	79,9	285,0	7290,3	58	11,732	1057,700
2045	**82,0**	0,8	5,2	8309,1	84,7	0,183	470,9	470,9	17123,4	15809,9	82,6	275,3	7565,6	59	9,189	1066,889
2046	**71,7**	0,7	4,8	8380,8	85,4	0,184	455,6	455,6	17579,0	16265,5	84,3	268,0	7833,7	59	8,548	1075,437
2047	**57,9**	0,6	4,0	8438,7	86,0	0,185	438,2	438,2	18017,2	16703,7	86,8	258,9	8092,5	60	6,642	1082,079
2048	**49,5**	0,5	3,6	8488,3	86,5	0,187	424,1	424,1	18441,3	17127,8	88,3	252,2	8344,7	61	6,025	1088,104
2049	**42,3**	0,4	3,2	8530,6	86,9	0,187	409,7	409,7	18850,9	17537,4	89,7	245,4	8590,1	62	5,213	1093,317
2050	**34,1**	0,3	2,7	8564,7	87,3	0,188	395,7	395,7	19246,6	17933,1	91,4	238,4	8828,5	63	4,116	1097,433
2051	**29,1**	0,3	2,3	8593,8	87,6	0,189	382,2	382,2	19628,9	18315,4	92,4	232,2	9060,7	64	3,537	1100,970
2052	**25,0**	0,3	2,1	8618,8	87,8	0,189	369,4	369,4	19998,2	18684,7	93,2	226,4	9287,1	65	3,074	1104,043
2053	**21,4**	0,2	1,8	8640,2	88,0	0,190	357,0	357,0	20355,2	19041,7	94,0	220,8	9507,9	66	2,654	1106,698

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Арыстановское.

Годы	Ввод скважин из бурения в эксплуатацию			Перевод скв врем дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд добывающих скважин осущ. ОРЭ горизонтов	Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.			Приемистость нагнетательных скважин, м^3/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.				Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механи-зирован-ных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	Газа, м^3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2025	10	10	0	4	155	493,9	0	0	0	123	123	4	15	10,8	16,6	1451,8	41,9
2026	10	10	0	6	165	524,9	0	0	0	127	127	5	21	11,4	18,0	1547,8	41,9
2027	10	10	0	4	175	555,9	0	0	0	133	133	7	25	11,4	18,7	1548,6	44,7
2028	0	0	0	6	175	555,9	0	0	0	127	127	9	31	10,7	18,5	1468,0	39,7
2029	0	0	0	4	175	555,9	0	0	0	123	123	10	35	10,0	18,7	1388,6	36,7
2030	0	0	0	3	175	555,9	0	0	0	120	120	10	38	9,4	18,4	1299,1	32,9
2031	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	119	119	10	39	8,7	17,9	1210,5	31,4
2032	0	0	0	2	175	555,9	0	0	0	117	117	10	41	8,0	16,9	1102,2	28,3
2033	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	116	116	9	42	7,7	16,7	1053,3	27,0
2034	0	0	0	6	175	555,9	0	0	0	110	110	9	48	7,3	16,4	1003,0	22,7
2035	0	0	0	2	175	555,9	3	2	1	106	106	9	49	7,0	16,4	940,3	21,4
2036	0	0	0	1	175	555,9	0	0	0	105	105	9	50	6,6	16,0	882,5	20,4
2037	0	0	0	1	175	555,9	3	2	1	102	102	9	50	6,2	15,8	824,5	19,6
2038	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	102	102	9	50	5,6	15,1	733,4	18,8
2039	0	0	0	0	175	555,9	11	7	4	95	95	8	46	5,3	14,9	687,0	18,7
2040	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	95	95	8	46	4,9	14,3	622,8	18,3
2041	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	90	90	8	44	4,6	14,3	578,6	18,2
2042	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	90	90	8	44	4,3	13,7	528,0	17,7
2043	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	85	85	8	42	3,8	13,8	484,5	17,6
2044	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	85	85	8	42	3,4	13,2	428,3	16,8
2045	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	80	80	8	40	3,2	13,1	389,7	16,6
2046	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	80	80	8	40	2,6	12,3	321,0	15,6
2047	0	0	0	0	175	555,9	7	5	2	75	75	8	38	2,4	12,0	281,1	15,1
2048	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	75	75	8	38	2,0	11,1	232,9	14,0
2049	0	0	0	0	175	555,9	8	5	3	70	70	8	35	1,8	10,9	202,5	14,0
2050	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	70	70	8	35	1,5	10,1	165,7	12,9
2051	0	0	0	0	175	555,9	6	4	2	66	66	8	33	1,3	9,9	143,2	12,7
2052	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	66	66	8	33	1,1	9,3	117,6	11,8
2053	0	0	0	0	175	555,9	18	9	9	57	57	6	24	1,0	9,0	103,9	12,2
2054	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	57	57	6	24	0,9	8,6	85,9	11,3
2055	0	0	0	0	175	555,9	1	1	0	56	56	6	24	0,7	7,2	71,7	10,6
2056	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	56	56	6	24	0,6	6,8	59,5	9,9
2057	0	0	0	0	175	555,9	0	0	0	56	56	6	24	0,6	6,4	49,5	9,3

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Арыстановское.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекае-мых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2025	430,6	4,4	6,8	3954,2	40,3	0,087	661,0	661,0	5086,4	3772,9	34,8	206,7	1189,7	25	57,739	536,621
2026	472,5	4,8	8,1	4426,6	45,1	0,097	746,1	746,1	5832,5	4519,0	36,7	288,9	1478,6	31	64,088	600,708
2027	503,7	5,1	9,4	4930,3	50,2	0,108	823,2	823,2	6655,6	5342,1	38,8	366,8	1845,3	36	68,156	668,864
2028	475,4	4,8	9,7	5405,7	55,1	0,119	818,8	818,8	7474,5	6161,0	41,9	403,9	2249,2	41	64,946	733,810
2029	434,3	4,4	9,9	5840,1	59,5	0,128	809,5	809,5	8284,0	6970,5	46,3	421,9	2671,1	44	60,066	793,876
2030	398,0	4,1	10,0	6238,1	63,6	0,137	779,3	779,3	9063,3	7749,8	48,9	411,1	3082,2	45	54,932	848,808
2031	366,3	3,7	10,2	6604,3	67,3	0,145	752,8	752,8	9816,1	8502,6	51,3	402,4	3484,6	46	50,791	899,599
2032	329,3	3,4	10,3	6933,6	70,7	0,152	697,8	697,8	10513,9	9200,4	52,8	380,9	3865,5	47	45,521	945,120
2033	312,5	3,2	10,9	7246,2	73,8	0,159	678,4	678,4	11192,3	9878,8	53,9	372,9	4238,4	48	42,826	987,946
2034	284,1	2,9	11,1	7530,3	76,7	0,165	636,1	636,1	11828,4	10514,9	55,3	357,2	4595,6	49	38,820	1026,766
2035	262,1	2,7	11,5	7792,4	79,4	0,171	612,9	612,9	12441,4	11127,9	57,2	343,8	4939,4	50	35,177	1061,943
2036	244,5	2,5	12,1	8036,9	81,9	0,177	591,8	591,8	13033,1	11719,6	58,7	334,5	5273,9	50	32,728	1094,671
2037	225,1	2,3	12,7	8262,0	84,2	0,182	572,4	572,4	13605,5	12292,0	60,7	322,0	5595,9	51	29,775	1124,446
2038	203,1	2,1	13,1	8465,1	86,3	0,186	546,6	546,6	14152,1	12838,6	62,8	308,3	5904,2	51	26,483	1150,930
2039	179,0	1,8	13,3	8644,2	88,1	0,190	498,3	498,3	14650,4	13336,9	64,1	283,1	6187,3	52	23,013	1173,942
2040	163,8	1,7	14,0	8807,9	89,8	0,194	479,5	479,5	15129,9	13816,4	65,8	276,8	6464,1	53	20,864	1194,807
2041	147,5	1,5	14,7	8955,4	91,3	0,197	454,8	454,8	15584,7	14271,2	67,6	262,5	6726,6	54	18,441	1213,248
2042	136,1	1,4	15,9	9091,4	92,6	0,200	437,6	437,6	16022,3	14708,8	68,9	255,9	6982,5	55	16,830	1230,078
2043	116,4	1,2	16,1	9207,8	93,8	0,202	416,9	416,9	16439,2	15125,7	72,1	242,3	7224,8	55	14,655	1244,733
2044	103,0	1,0	17,0	9310,8	94,9	0,205	398,3	398,3	16837,5	15524,0	74,1	231,4	7456,2	56	12,957	1257,691
2045	90,3	0,9	18,0	9401,1	95,8	0,207	375,2	375,2	17212,7	15899,2	75,9	218,6	7674,8	56	11,154	1268,845
2046	75,7	0,8	18,4	9476,8	96,6	0,208	351,5	351,5	17564,2	16250,8	78,5	204,7	7879,5	57	9,188	1278,033
2047	63,7	0,6	18,9	9540,5	97,2	0,210	323,8	323,8	17888,0	16574,5	80,3	188,8	8068,4	58	7,590	1285,623
2048	53,8	0,5	19,8	9594,3	97,8	0,211	299,1	299,1	18187,1	16873,6	82,0	174,4	8242,8	58	6,290	1291,912
2049	44,8	0,5	20,5	9639,1	98,2	0,212	277,1	277,1	18464,2	17150,7	83,8	161,1	8403,9	59	5,138	1297,051
2050	37,4	0,4	21,5	9676,5	98,6	0,213	257,2	257,2	18721,4	17407,9	85,5	148,7	8552,6	59	4,205	1301,256
2051	31,3	0,3	23,0	9707,8	98,9	0,213	239,5	239,5	18960,9	17647,4	86,9	137,6	8690,2	59	3,447	1304,703
2052	26,4	0,3	25,1	9734,2	99,2	0,214	223,9	223,9	19184,8	17871,3	88,2	127,4	8817,6	59	2,831	1307,533
2053	21,1	0,2	26,8	9755,3	99,4	0,214	185,2	185,2	19370,0	18056,5	88,6	95,8	8913,4	53	2,131	1309,664
2054	18,0	0,2	31,1	9773,3	99,6	0,215	175,4	175,4	19545,3	18231,9	89,8	89,4	9002,8	53	1,761	1311,426
2055	15,1	0,2	38,0	9788,4	99,7	0,215	145,6	145,6	19691,0	18377,5	89,6	83,6	9086,5	60	1,446	1312,871
2056	13,0	0,1	52,8	9801,4	99,9	0,215	137,0	137,0	19827,9	18514,4	90,5	78,4	9164,8	60	1,200	1314,071
2057	11,2	0,1	96,7	9812,6	100,0	0,216	129,3	129,3	19957,2	18643,7	91,3	73,6	9238,4	60	0,998	1315,070

4.2. РАЗЛИЧНЫЕ ВИДЫ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ОДНОЙ И ТОЙ ЖЕ ЦЕЛИ

По состоянию на 01.01.2025 г. добывающий фонд состоит из 117 скважин, из них действующий добывающий фонд - 110 скважин, 7 скважин №№ 56, 103, 211, 225, 306, 329, 423 – в бездействии.

Все нефтедобывающие скважины месторождения, за исключением скважины 66 эксплуатируются механизированным способом с использованием УЭЦН. Скважина 66 24.11.2023 г. переведена на СШНУ.

2 скважины работают с применением одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Скважина 228 разрабатывает I и II объекты, скважина 703 – III и VI объекты.

В нагнетательном фонде числится 11 скважин, из них 10 скважин – в действующем фонде, скважина 127 – в бездействии.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки товарной нефти и газа и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.01.2025 г. добывающий фонд состоит из 117 скважин, из них действующий добывающий фонд - 110 скважин, 7 скважин №№ 56, 103, 211, 225, 306, 329, 423 – в бездействии.

На месторождении Арыстановское обустроены следующие объекты:

- Устья добывающих скважин.
- Выкидные линии от скважин до замерных установок.
- АГЗУ «Мера» ММ 40-14-400 – 5 ед.
- ГЗУ-1 с замерной установкой «Спутник» АМ 40-10-400 и ГЗУ-2 с замерной установкой «Озна-Массомер-Е 1500».
- Промысловые коллекторы:
- от ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3 до ГЗУ-1;
- от ЗУ-4, ЗУ-5, ГЗУ-1 и ГЗУ-2 до УПН;
- от УПН до ПСН.
- Установка подготовки нефти (УПН), принятая в эксплуатацию Государственной приёмочной комиссией в сентябре 2012 г.
- Нефтепровод для сдачи товарной нефти в МН АО «КазТрансОйл» (точка врезки в районе 219 км нефтепровода «Н-Узень-Самара»).
- Промысловый газопровод от УПН до УПГ.
- Установка подготовки газа (УПГ) производительностью 120 млн.нм^3/год по газу и 64,5 тыс.т/год по ШФЛУ, принятая в эксплуатацию Государственной приёмочной комиссией

в мае 2014 г.

- Газопровод диаметром 219 мм до врезки в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» (район 890 км) компании «Интергаз Центральная Азия». Газопровод введён в строй актом государственной приёмочной комиссии от 19.03.2014 г.

В рамках настоящего *ОВВ к* проекту *«Дополнения №1 к проекту разработки месторождения Арыстановское по состоянию на 01.01.2025г.»* рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов и максимального количества добывающих скважин, которые непосредственно будут задействованы при реализации проектных решений**. Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти и газа** (в данном случае это резервуары и факельная установка).

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в *«Проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское для ТОО «Кен-Сары»* и в технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки в рамках данного Дополнения №1 к проекту разработки.

В рамках настоящего проекта также планируется строительство добывающих скважин, согласно проектным решениям:

- **I вариант** – предусматривает строительство 9-ти скважин проектной глубиной 3100 ±250м согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант –** предусматривает строительство 30-ти скважин проектной глубиной 3100 ±250м согласно проектным решениям.

Среднее значение глубины скважин, проектируемых на объектах разработки– 3100 ±250м.

4.3. РАЗЛИЧНАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ

Проектные решения по системе сбора и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в 2025 г. бурение 10-ти добывающих скважин, в 2026 г. бурение 10-ти добывающих скважин, в 2027 г. бурение 10-ти добывающих скважин.

Ввод скважин в эксплуатацию предполагает обустройство устья скважин, строительство выкидной линии и организацию системы сбора, замера и транспортировки добываемой продукции.

Согласно графику бурения **<u>по II рекомендуемому варианту</u>** планируются в:

- 2025 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м;
- 2026 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м;

- 2027 году – строительство 10-ти скважин глубиной 3100 ±250м.

4.4. РАЗЛИЧНЫЕ СПОСОБЫ ПЛАНИРОВКИ ОБЪЕКТА (ВКЛЮЧАЯ РАСПОЛОЖЕНИЕ НА ЗЕМЕЛЬНОМ УЧАСТКЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИИ, МЕСТ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНКРЕТНЫХ РАБОТ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА (ВКЛЮЧАЯ ГРАФИКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ, ВЛЕКУЩИХ НЕГАТИВНЫЕ АНТРОПОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ)

4.5.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки — это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

Месторождение Арыстановское приурочено к Северо-Устюртской нефтегазоносной зоне, где установлены залежи углеводородов в отложениях средней и нижней юры.

Всего на месторождении установлено девять продуктивных горизонтов, стратиграфически приуроченных: III, IV – к батским; V, VI, VII, VIII, IX, X – к байос-ааленским и XI – к нижнеюрским отложениям.

В разделе 2.5 представлена сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа меловых и юрских горизонтов месторождения Арыстановское.

Объект разработки. Согласно утвержденного документа выделяются 9 объектов, из них 2 возвратных.

I объект - горизонт Ю-XI;

II объект - горизонт Ю-X;

III объект - горизонт Ю-IX;

IV объект - горизонт Ю-VIII;

V объект - горизонт Ю-VII;

VI объект - горизонт Ю-VI;

VII объект - горизонт Ю-V;

VIII возвратный объект - горизонт Ю-IV;

IX возвратный объект - горизонт Ю-III.

Выделяя объекты разработки, также опирались на исходные геолого-физические

характеристики по залежам (таблица 4.5.1.1).

На текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также оценки геологических запасов нефти, рекомендуется оставить текущее выделение объектов.

Таблица 4.5.1.1 - Основные исходные геолого-физические характеристики по залежам

п/п	Наименование	Основные объекты разработки															
		Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI а	Ю-VI б	Ю-VI в	Ю-VII а	Ю-VII б	Ю-VIII а	Ю-VIII б	Ю-VIII в	Ю-IX	Ю-X а	Ю-X б	Ю-X в	Ю-XI
1	Средняя глубина залегания, м	-2372	-2423,5	-2464	-2517	-2543	-2570	-2591	-2638	-2645,5	-2659	-2667,5	-2697	-2724	-2667	-2792	-2847
2	Тип залежи	пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные															
3	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
4	Площадь нефтеносности, тыс.м2	3466	4465	8807	5034	6378	3577	6156	5393	8907	12753	13319	23880	17647	18556	16064	27483
5	Средняя общая толщина, м	29,3	19,2	18,8	8,7	13	11,6	15,3	13,9	14,3	12,5	10,2	20,7	13	17,8	19,2	24,1
6	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,2	2,3	9,9	4,5	4,3	6,3	9,2	9,8	5,1	8,7	5,9	11,7	6,9	5,4	5,7	14,9
7	Пористость, д.ед.	0,17	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,14	0,15
8	Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,54	0,47	0,55	0,55	0,55	0,55	0,54	0,55	0,53	0,56	0,56	0,56	0,65	0,6	0,59	0,59
9	Проницаемость (по керну/по ГДИ), 10-3 мкм2	-/4,6	2,11/1,93	3,06/41,89	-/1,93	-/1,93	-/1,93	5,33/1,93	2,11/1,93	-/4,6	-/4,6	-/4,6	-/4,6	-/1,93	-/1,93	-/1,93	5,33/1,93
10	Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,722	0,679	0,495	0,595	0,472	0,633	0,784	0,746	0,638	0,7	0,63	0,604	0,602	0,502	0,476	0,71
11	Коэффициент расчлененности, д.ед.	1,8	1,3	3,9	2,7	2,8	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	3,4	2,8	2,8	2,8	3
12	Пластовое давление, МПа			20,7	13,7	13,7	13,7	18,8	18,8	14,8	15,1	14,9	19,4	15,9	15,9	16,4	19,8
13	Пластовая температура, 0С			106,4	109,0	109,0	109,0	107,55	107,55	108,25	109,9	111,4	111,4	115,4	115,4	115,18	114,9
14	Начальное пластовое давление, МПа	26,41	28,44	26,15	27,56	27,56	27,56	28,55	28,55	28,59	28,59	28,59	31,15	31,45	31,45	31,45	33,26
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	-	1,1	1,55	1,55	1,55	1,04	1,04	0,84	0,84	0,84	0,29	0,23	0,23	0,23	0,33
16	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см3	-	-	0,741	0,7	0,7	0,7	0,688	0,688	0,745	0,745	0,745	0,68	0,654	0,654	0,654	0,688
17	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,203	1,229	1,164	1,355	1,355	1,355	1,287	1,287	1,178	1,178	1,178	1,403	1,383	1,383	1,383	1,348
18	Содержание серы в нефти, %	0,07	0,13	0,061	0,06	0,06	0,06	0,09	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,06
19	Содержание парафина в нефти, %	20,7	28,4	18,7	16,5	16,5	16,5	15,4	15,4	16,4	16,4	16,4	17,1	18,1	18,1	18,1	14,9
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	9,8	12	9,8	11,4	11,4	11,4	11,7	11,7	8,3	8,3	8,3	14,8	15,96	15,96	15,96	12,4
21	Газосодержание, м3/т	38,7	53,1	56,5	84,7	84,7	84,7	87,32	87,32	42,28	42,28	42,28	138,83	133,1	133,1	133,1	118,7
22	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	0,4	0,4	0,4	0,39	0,39	0,36	0,36	0,36	-	0,36	0,36	0,36	0,33
23	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м3	-	-	-	1,124	1,124	1,124	1,121	1,121	1,128	1,128	1,128	1,105	1,114	1,114	1,114	1,104
24	Средняя продуктивность, 10 м3/ (сут*МПа)																
25	Средняя приемистость, 10 м3/ (сут*МПа)																
26	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ или состоящие на Гос. балансе) в том числе по категории в+С1/ С2	577	455	3106	739	1015	535	1526	1647	1572	4480	3431	11077	5019	4610	3370	15022
	В+С1	404	311	2548	644	865	385	949	655	275	3225	2125	9162	4103	1881	2216	14560
	С2	173	144	558	95	150	150	577	992	1297	1255	1306	1915	916	2729	1154	462
27	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе) в том числе по категории в+С1/ С2	82	75	691	129	170	80	244	254	119	548	497	2145	942	805	500	3593
	В+С1	62	58	609	115	150	61	179	145	32	469	366	1865	854	440	358	3563
	С2	20	17	82	14	20	19	65	109	87	79	131	280	88	365	142	30
28	Коэффициент извлечения, д.ед. в том числе по категории в+С1/ С2	0,142	0,165	0,222	0,175	0,167	0,150	0,160	0,154	0,076	0,122	0,145	0,194	0,188	0,175	0,148	0,239
	В+С1	0,153	0,186	0,239	0,179	0,173	0,158	0,189	0,221	0,116	0,145	0,172	0,204	0,208	0,234	0,162	0,245
	С2	0,116	0,118	0,147	0,147	0,133	0,127	0,113	0,110	0,067	0,063	0,100	0,146	0,096	0,134	0,123	0,065

4.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 2 варианта разработки месторождения Арыстановское, которые различаются: плотностями сетки скважин (количеством скважин); темпами ввода новых скважин из бурения в эксплуатацию; применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки 25 га/скв (500х500 м). Проектная глубина новых скважин составляет 3100 м.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета ТОО «Кен-Сары». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей. Размещение проектных добывающих скважин во всех рассматриваемых вариантах было принято осуществлять на толщине не менее 4 метров.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды. Для увеличения охвата площади эксплуатационных объектов заводнением и изменения потоков фильтрации предусматривается организация на данной стадии разработки приконтурного заводнения за счет перевода отдельных добывающих скважин под закачку. Организация системы заводнения в блоках зависит от их размеров и геолого-геофизической характеристики.

Сетка скважин, пробуренных на месторождении, близка к оптимальной. Более редкая сетка скважин для небольших по площади залежей месторождения Арыстановское была бы неприемлема из-за невозможности организовать систему воздействия, более густая – экономически нецелесообразна.

Обоснование дебитов проектных скважин проведено с учетом фактических данных о дебитах, продуктивности и удельной продуктивности скважин, полученных в процессе эксплуатации месторождения.

Как показал анализ, начальные дебиты и продуктивность скважин нельзя использовать для обоснования дебитов проектных скважин, т.к. за время разработки давление в залежах снизилось относительно первоначального, что привело к снижению начальной продуктивности скважин.

При обосновании продуктивности проектных скважин с надежностью их реализации не менее 90 % использован удельный коэффициент продуктивности скважин на один метр вскрытой эффективной нефтенасыщенной толщины:

$$K_{прод}^{тек} = K_{прод}^{уд} * h_{эф.} * K_{,экспл.};$$

Вероятные значения коэффициентов продуктивности новых добывающих скважин, вводимых из бурения, определены исходя из текущей продуктивности соседних скважин в период эксплуатации. При расчёте проектного дебита скважин принята средняя продуктивность, определённая по соседним скважинам.

В таблице 4.5.2.1 приведены прогнозируемые дебиты проектных скважин по вариантам, где $K_{прод}$ определен по полученной зависимости, $h_{эф}$ – по картам эффективных нефтенасыщенных толщин.

Таблица 4.5.2.1 - Эффективные толщины, продуктивность и дебиты проектных скважин

Объект	Гори-зонт	Уд. коэф. продукт, т/сут/МПа	Эффект. нефтенас. толщина проект. скв., м	Коэф. продук-тивности, т/сут/МПа	Дебит пр. скв, т/сут
I	Ю-XI	0,15	13,2	2,7	21
II	Ю-X	0,10	12,4	1,4	17
III	Ю-IX	0,48	13,1	1,6	22
IV	Ю-VIII	0,08	12,0	1,4	12
VII	Ю-V	0,36	10,0	2,7	12

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин проведено с учетом геолого-физических особенностей и опыта разработки месторождения.

Для нагнетательных скважин рациональное забойное давление должно быть на уровне несколько ниже давления гидроразрыва пластов.

Давление гидроразрыва пласта устанавливают по опыту или оценивают по формуле:

$$P_{ГРП} = P_г + G_P,$$

где $P_{грп}$ - забойное давление разрыва пласта, $P_г = H * \rho_п * g$ - горное давление; $G_р$ - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно $G_р$ = 1,5 - 3,0 МПа);

H - глубина залегания пласта;

$\rho_п$ - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2200- 2600кг/м^3, в среднем 2300 кг/м^3;

g - ускорение свободного падения.

При проектировании разработки нефтяного месторождения определяется рациональная величина забойного давления добывающих скважин, обеспечивающая увеличение текущей и суммарной добычи нефти.

Проведенный анализ энергетического состояния основных горизонтов показывает, что разработка залежей месторождения осуществляется при давлении, сниженном относительно

начального, и начальные дебиты должны корректироваться в сторону уменьшения с учетом снижения забойного давления. Нефтеотдача также корректируется с учетом явления увеличения вязкости нефти.

Исследования по определению рациональной величины забойного давления или депрессии должны проводиться для каждой добывающей скважины на основе конкретных данных.

Ниже представлено описание вариантов разработки:

Вариант 1 - базовый вариант.

В качестве базового варианта в настоящем Дополнении к Проекту разработки рассмотрено продолжение разработки утвержденного варианта 3 действующего проектного документа ПР-2021 г. Согласно которого в данном варианте предусмотрено бурение оставшихся 9 добывающих скважин и перевод 2025 год. Темп бурения по объектам 2 ед добывающих в I объект, 1 ед добывающих II объект, 2 ед добывающих 1 ед нагнетательной III объект, 2 ед добывающих в IV обьекте, 1 ед добывающих VI обьекте. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин составит 123 ед. и 21 ед., соответственно.

При этом ППД будет организовано на основных объектах. Возвратные объекты предлагается эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии до уровня давления насыщения нефти растворенным газом.

Бурение 9 новых проектных скважин предусмотрено на 2025 год. При этом ГРП будет осуществляться в каждой пробуренной скважине, как и предусмотрено в проектном документе. С целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса на существующих скважинах предусматривается одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) в количестве 6 ед.

Вариант 2 предусматривает бурение 30 добывающих скважин. Разбуривание будет осуществляться равномерно с постоянным темпом бурения 10 скважин в год. Также в данном варианте предусмотрено применение ГРП в каждой пробуренной добывающей скважине. Технологияодновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предусматривается в количестве 10 ед. (111, 204, 510, 331, 425, 602, 50, 316, 619, 240).

Дополнительно переводятся под нагнетание воды из добывающего фонда 41 скважина после отработки на нефть.

Также рассматриваются геолого-технические мероприятия, направленные на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия, переводы на другие объекты, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 133 ед. и 50 ед. соответственно.

График работ, согласно проектным решениям, представлен в главе 4.3. настоящего проекта.

4.6. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ДОСТУПА К ОБЪЕКТУ (ВКЛЮЧАЯ ВИДЫ ТРАНСПОРТА, КОТОРЫЕ БУДУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ДОСТУПА К ОБЪЕКТУ)

В административном отношении месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе Мангистауской области.

Областной центр – город Актау – находится в 300 км к юго-западу от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является село Сай Отес, расстояние от которого 61 км до границ месторождения (Рис. 3.), и железнодорожная станция Бейнеу. Железнодорожная станция Мангистау – Макат проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач-Мангистау. Шоссейных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение (бутилированная вода).

Перевозка персонала планируется автотранспортом из г.Актау, ст.Бейнеу. Заезд транспорта на промысел будет осуществлятся по утвержденному маршруту. Снабжение необходимыми материалами, снаряжением, продуктами питания будет производиться крупнооптовыми партиями. Транспортировку грузов предусматривается производить грузовыми, а персонала легковыми или другими (автобусами, вахтовками) автомобилями повышенной проходимости.

Иных характеристик намечаемой деятельности нет.

4.7. РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ИНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ХАРАКТЕР И МАСШТАБЫ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Отсутствуют иные характеристики намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. ОТСУТСТВИЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ, ВЛЕКУЩИХ НЕВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ВАРИАНТА, В ТОМ ЧИСЛЕВЫЗВАННУЮ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРЕДПОЛОГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ДРУГИМИ УСЛОВИЯМИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Арыстановское), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. СООТВЕТСТВИЕ ВСЕХ ЭТАПОВ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В СЛУЧАЕ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ, ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВУ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, В ТОМ ЧИСЛЕ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Недропользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической

рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

5.3. СООТВЕТСТВИЕ ЦЕЛЯМ И КОНКРЕТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ОБЪЕКТА, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Объект исследования – система разработки месторождения Арыстановское.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Арыстановское.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4. ДОСТУПНОСТЬ РЕСУРСОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

В районе Арыстановское площади выявлен ряд месторождений строительных материалов, пригодных для производства кирпича, цемента, строительных растворов и т.д.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. ОТСУТСТВИЕ ВОЗМОЖНЫХ НАРУШЕНИЙ ПРАВ И ЗАКОННЫХ ИНТЕРЕСОВ НАСЕЛЕНИЯ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ДАННОМУ ВАРИАНТУ

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе Мангистауской области (рисунки 1.1.1.1-1.1.1.2).

Областной центр – город Актау – находится в 300 км к юго-западу от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является село Сай Отес (рисунок 1.1.1.3). Железнодорожная станция Мангистау – Макат проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач-Мангистау. Шоссейных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

Инфраструктура района развита слабо.

Климат района носит резко-континентальный характер со значительными колебаниями среднесуточных и сезонных температур. Летом температура воздуха достигает отметки до +30 – +35 ºС, зимой снижается до -35 – -40 ºС. Часты сильные ветры, преимущественно восточного и северо-восточного направлений. Количество осадков не превышает 130 мм в год.

Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок 1.1.3.1.).

Питьевая вода к объектам работ доставляется автоцистернами со станции Бейнеу, а техническая вода на месторождение доставляется по водоводу, врезанному через узел учета в магистральный водовод Волжской воды Кигач-Мангистау.

Местное население занято в основном животноводством, а также работой на разрабатываемых карьерах по добыче ракушечника, гравия и песка. Кроме того, часть населения занята на обслуживании железной дороги и трубопроводного транспорта.

В 30 км на северо-запад от месторождения Арыстановское расположено разрабатываемое месторождение Каракудук с развитой инфраструктурой.

Геологоразведочные работы в регионе осуществляются вахтовым методом.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют

законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. ЖИЗНЬ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЕ ЛЮДЕЙ, УСЛОВИЯ ИХ ПРОЖИВАНИЯ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве планируемых работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. БИОРАЗНОБРАЗИЕ (В ТОМ ЧИСЛЕ РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР, ГЕНЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ПРИРОДНЫЕ АРЕАЛЫ РАСТЕНИЙ И ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, ПУТИ МИГРАЦИИ ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, ЭКОСИСТЕМ)

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении планируемых работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении планируемых работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный

характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц работы проводиться не будут.

6.3. ЗЕМЛИ (В ТОМ ЧИСЛЕ ИЗЪЯТИЕ ЗЕМЕЛЬ), ПОЧВЫ (В ТОМ ЧИСЛЕ ВКЛЮЧАЯ ОРГАНИЧЕСКИЙ СОСТАВ, ЭРОЗИЮ, УПЛОТНЕНИЕ, ИНЫЕ ФОРМЫ ДЕГРАДАЦИИ)

Общая характеристика почв

В соответствии с природно-сельскохозяйственным районированием земельного фонда Республики Казахстан, территория исследования относится к Арало-Каспийской провинции серо-бурых почв и Южно-пустынной биоклиматической подзоне.

Почвы рассматриваемой территории прошли длительный путь развития на отложениях сарматского возраста на Центрально-Мангышлакском плато.

Зональным типом являются серо-бурые пустынные почвы. Эти почвы в большинстве своем в различной степени засоленные, солонцеватые и образуют сложные комбинации с солонцами пустынными, такырами и солончаками. Формирование почв происходит здесь на суглинистых часто засоленных породах с близким подстиланием сарматских известняков.

Серо-бурые почвы — автоморфные почвы пустынной зоны. Формируются они в основном на элювии коренных пород кайнозойских плато, а также на древнем пролювии предгорий. Почвообразующие породы на плато преимущественно супесчаные и пылевато-суглинистые. Мелкозем обычно содержит щебнистые включения, образующие вкрапины и на поверхности почвы. Мощность мелкоземистого слоя колеблется в пределах 50-200 см; ниже на плато залегают плотные осадочные породы — известняки, песчаники и мергели.

Морфологическое строение серо-бурых почв довольно однообразно. Поверхность груботрещиноватая, бугорчатая. Сверху выделяется ячеисто-пористая, неплотная светло-серая корка (2-5 см), затем расположен тонкослоеватый рыхлый слой (3-6 см), переходящий в бурый, плотный, глыбисто-комковатый горизонт с признаками солонцеватости (10-20 см). На поверхности и в профиле почвы заметны включения щебня, количество которого с глубиной возрастает.

Серо-бурые почвы развиваются на засоленных коренных отложениях. В то же время длительное промывание атмосферными осадками уменьшает количество водно-растворимых солей в верхней части почвенного профиля. Этому способствует и сравнительно легкий механический состав слагающих такие почвы отложений. Серо- бурые почвы, как и другие автоморфные почвы пустынь, бедны гумусом. Это объясняется интенсивной минерализацией органического вещества в почве в условиях сухого пустынного климата. В средней, наиболее увлажненной части профиля отмечается некоторое оглинение и увеличение емкости обмена как результат более интенсивного выветривания отложений на месте. На этой же глубине наблюдается более интенсивное окрашивание профиля в бурые тона. На легких же отложениях побурение в профиле почв выражено резче.

Содержание водно-растворимых солей в серо-бурых почвах в большинстве случаев незначительно — менее 0,5%. В нижней части профиля, на глубине 25-35 см, начинается увеличение количества солей до 2 %. На этой же глубине обычно появляются мелкокристаллические выделения гипса, которые книзу переходят почти в сплошной гипсоносный слой в коренном залегании. Количество гипса в таких случаях нередко превышает 50%.

Карбонаты в серо-бурых почвах образуют максимум в верхней части профиля. Это связано с биогенным происхождением карбонатов. Карбонатность высокая, достигает 16%. Гумуса мало, чаще всего 0,5-0,7%, иногда до 1,2%. В соответствии с гумусом незначительно и количество общего азота — 0,03-0,05%.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы по бурению скважин, находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов.

Объекты месторождения оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обусловливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной

территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами.*

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обусловливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км^2 на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км^2. Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой

грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

- очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колей - около 10 % от общей протяженности;
- сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колей, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40 %;
- умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30 %;
- слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20 %.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

6.4. ВОДЫ (В ТОМ ЧИСЛЕ ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ, КОЛИЧЕСТВО И КАЧЕСТВО ВОД)

Поверхностные воды района

Гидрографическая сеть территории не имеет постоянных водотоков. Источники питьевой воды отсутствуют.

Гидрографическая сеть отсутствует, имеются редкие глубокие (до 100 м) колодцы преимущественно с горько-соленой водой, непригодной для питья. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Арыстановское - 211,21 км (рисунок 6.4.1). Объекты месторождения Арыстановское расположены за пределами водоохранных зон. Необходимость установления – нет.

Рисунок 6.4.1 – Расстояние от м/р Арыстановское до Каспийского моря

Характеристика подземных вод

Распространение подземных вод на данной территории определяется общим геологическим строением и его геоморфологическими и климатическими условиями. Мощные осадочные образования содержат ряд водоносных горизонтов, различных по условиям залегания и гидрохимическому режиму.

На описываемой территории распространены подземные воды как со свободной поверхностью яруса.

К линзам и прослоям известняков и песчаников, залегающих в толще глин и мергелей палеогена, и трещиноватым породам верхнего мела (сенон, датский ярус), слагающим преимущественно водоупорную толщу, приурочены подземные воды спорадического распространения.

Водоносный горизонт современных отложений новокаспийского яруса (QIVnk). Новокаспийские морские отложения залегают вдоль побережья Каспийского моря. Они заполняют широкую прибрежную соровую равнину, недавно освободившуюся из-под моря. Соровая поверхность, сложенная новокаспийскими отложениями, ровная, в большинстве сухая, песчаная, с небольшим уклоном в сторону моря. В центральной части Большого Сора наблюдается непросыхающая поверхность с переходом в солево-грязевой комплекс отложений. Непосредственно береговая часть моря сложена песчаными отложениями. Вдоль берега встречаются длинные песчаные гряды.

Новокаспийские отложения представлены мелко- и среднезернистыми песками, нередко глинистыми, с галькой и многочисленными раковинами. Верхняя часть отложений сложена песками глинистыми и супесями. Общая мощность отложений - до 33 м.

К новокаспийским песчаным отложениям приурочен первой от поверхности водоносный горизонт. Он имеет непрерывное распространение. В основании водоносного горизонта залегают глинистые отложения, а местами песчаные отложения хвалынского яруса, реже карбонатные отложения верхнего мела и палеогена.

Восточная граница новокаспийского водоносного горизонта условно проводится по геологическому контакту. Принято считать, что новокаспийская трансгрессия доходила до абсолютной отметки -20 м. Здесь отложения новокаспийского яруса сменяются песчаными водоносными отложениями хвалынского яруса. Эта смена одновременно сопровождается тесной гидравлической связью, при которой подземные воды хвалынского горизонта дренируются в новокаспийские песчаные отложения соответственно гидростатическому уровню.

Новокаспийский водоносный горизонт занимает площадь около 3000 км. Не считая труднопроходимой площади Большого Сора, в остальной части водоносные отложения равномерно прослеживаются по всей прибрежной полосе. Уровни лежат на глубине 0,83,1 м от

поверхности. Наименьшая глубина наблюдается в соровых понижениях (0,8-1,2 м) и в прибрежных песках урочища Кр.Долгинец (0,8-1,5 м). При удалении от моря, на равнину, в связи с увеличением гипсометрических отметок глубина залегания вод увеличивается до 2,0-3.1 м.

Мощность водоносных отложений выдержана на значительных расстояниях. В западной береговой части она достигает максимального значения: 14,8-12,0 м. Вдали от побережья на равнине мощность составляет 4-6 м. В соровых понижениях она заметно уменьшается до 2,2-2,4 м. Это уменьшение увязывается с фациальными изменениями и, в частности, с преобладанием в геологическом разрезе глин.

Воды новокаспийского горизонта характеризуются, в основном, высокой степенью минерализации. Почти на всей площади распространены рассолы.

Среди них выделяются воды с минерализацией более 100 г/л. Они занимают площадь Большого Сора. Здесь слабая водопроводимость пород и повышенная испаряемость способствуют образованию рапы с сухим остатком 192-282 г/л. Грунтовые воды с высокой минерализацией распространяются по соровым западинам. В прибрежной части они сменяются нормальными рассолами (50-100 г/л). Последние характеризуют водоносный горизонт по всему юго-западному берегу моря (Кр.Долгинец).

Водообильность новокаспийских отложений слабая. Полученные дебиты изменяются от 0,1 до 0,9 л/сек при понижении уровня на 1-6 м. Из них наибольшие дебиты приурочиваются к прибрежным зонам. В соровых отложениях, в связи со слабой водоотдачей пород, дебиты имеют самое низкое значение.

Непосредственно вдоль северо-западного берега моря в песчаных отложениях залегают соленые воды. Они прослеживаются колодцами до мыса Бурыншик.

В прибрежных песках, слагающих узкую прерывистую абразионноаккумулятивную террасу, встречаются линзы "плавающих" солоноватых вод. Они формируются за счет атмосферных осадков и путем конденсации водяных паров, столь характерных для прибрежной морской зоны. Такие линзы вскрыты многочисленными колодцами на участках Красный Долгинец, Култай, Бурунчук. Здесь водовмещающие породы представлены тонко- и мелкозернистыми песками с обильным включением морской ракушки. Мощность песков колеблется от 1,5 до 5,0 м. Из них обводненная часть составляет от 1 до 3 м. Водообильность отложений низкая. Дебиты колодцев не превышают 0,1 л/сек.

Химический состав вод новокаспийских отложений изучался по многочисленным пробам из скважин и колодцев. Все воды сложного состава с преобладанием типа хлоридного магниево-натриевого в соленых водах и рассолах. По физическим свойствам воды прозрачные, без цвета и относятся к группе холодных с температурой 13-15°С. В связи с присутствием в них повышенного содержания магния, они жесткие. По концентрации водородных ионов воды

нейтральные и слабощелочные.

В грунтовых водах новокаспийских отложений содержатся микроэлементы в следующих количествах (мг/л): медь (0,002), марганец (0,2), мышьяк (0,01), барий (до 1,0), бром (8-50), йод (0,2), фтор (2,7), бор (6), уран ($5{,}8x10^{-5}$).

На формирование химических типов вод влияют глубина залегания и степень промытости водовмещающих пород, атмосферные осадки и характер водоупорных подстилающих отложений. На площадях, занятых сорами, минерализация грунтовых вод достигает степени рассолов. Аккумуляция солей в них происходит за счет поверхностного и внутрипластового испарения. Наиболее растворимые хлорнатриевые соли накапливаются у самой поверхности в виде солевой корочки. Ниже происходит накопление сульфатов в форме $CaS0_4$.

Питание грунтовых вод новокаспийских отложений происходит за счет атмосферных осадков и подземного внутрипластового стока из хвалынских отложений.

Разгрузка вод идет, в основном, в море на абсолютных отметках -28-35 м. Одновременно подземные воды первого горизонта разгружаются в соры.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных отложений хвалынского яруса (QIIIhv). Водоносные отложения хвалынского яруса широко распространены в восточной части территории. Последняя ограничивается изолинией с абсолютной отметкой -20 м, что отвечает максимальному развитию ранненовокаспийской трансгрессии. За пределами этой линии хвалынские отложения к западу размыты, а к северу частично сохранились в виде маломощных песчано-глинистых отложений, лежащих в основании водоносного горизонта новокаспийского яруса. Вдоль северного побережья хвалынскими отложениями сложены многочисленные останцы.

Водовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками, глинистыми песками и суглинками. В основании водоносных отложений лежат глины, реже карбонатные породы палеогена или верхнего мела. В кровле хвалынского горизонта на значительной площади в юго-восточной части территории лежат современные эоловые незакрепленные пески, в которых формируются пресные и солоноватые грунтовые воды.

В хвалынских отложениях залегает водоносный горизонт со свободной поверхностью. Средняя мощность горизонта 3-5 м. В распределении мощностей водоносного горизонта закономерности не установлено. Максимальные значения (11,412,7 м) приходятся к соровым понижениям и к области развития песчаных массивов. В западном направлении мощность заметно уменьшается до 1,5-1,9 м.

Уровень водоносного горизонта залегает на глубине от 1,0 до 7,9 м. Наименьшая глубина 1,0-1,5 м приурочивается к соровым понижениям. Наблюдается зависимость глубины залегания от гипсометрических отметок рельефа. Вблизи песчаных массивов, где абсолютные отметки

повышаются до -10 м, уровень лежит на глубине 6,2 м.

Уклон поверхности водоносного горизонта наблюдается на запад и на север. К северу он значительно выполаживается и составляет 0,0008. Здесь уровни лежат на абсолютных отметках от -20 м до -24 м.

В связи с глинистостью хвалынских отложений они не обладают водообильностью. Пробные откачки из скважин показали дебиты от 0,05 до 0,3 л/сек при понижениях уровня до б м.

На площади, занятой хвалынскими отложениями, распространены, в основном, соленые воды с минерализацией от 20 до 50 г/л. Из микроэлементов в подземных водах хвалынских отложений содержатся (мг/л): медь (0,006), мышьяк (0,002), марганец (0,08), фтор (7,5), бор (7,0), бром (6,0), йод (0,25).

Питание водоносных отложений хвалынского яруса происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, дренирования грунтовых вод современных эоловых отложений, а также за счет поступления напорных вод из подстилающих отложений.

Разгрузка водоносного горизонта происходит, в основном, как грунтового потока по уклону в песчаные отложения новокаспийского яруса прибрежной зоны моря, частично они разгружаются и в соровые понижения.

Подземные воды хвалынских отложений сильно минерализованы, поэтому практического значения не имеют.

Водоупорные нижнечетвертичные отложения бакинского яруса (QIb). Морские отложения бакинского яруса на данной территории имеют ограниченное распространение. В соседних районах бакинские отложения характеризуются региональным распространением.

Бакинский ярус сложен очень плотными загипсованными зеленовато-серыми глинами, иногда песчанистыми глинами. Среди глин очень редко встречаются линзовидные тонкие прослойки глинистых песков. Во всех скважинах, вскрывающих нижнечетвертичные отложения, водопроявлений не установлено. Глинистая толща бакинского яруса имеет мощность от 10 до 84 м, залегает в подошве хвалынских водоносных отложений и служит водоупорном для них.

Воды спорадического распространения в отложениях сенона и датского яруса верхнего мела (K2sn+d). Отложения верхнего мела, начиная снизу от коньякского и кончая датским ярусом, сложены монолитными и в большинстве водонепроницаемыми породами:

мергелем, глинистым мергелем, писчим мелом, органогенными известняками, глинами карбонатными. Общая мощность отложений составляет 340 м.

Скважина, заложенная в восточной части района, прошла по безводным четвертичным отложениям и на глубине 10 м в рыхлых породах мела встретила воду. Уровень установился на глубине 4,2 м. Вода по химическому составу хлоридная натриевая с минерализацией 26-76 г/л.

Подземные воды сенон-датских отложений питаются за счет инфильтрации атмосферных осадков. Одновременно подпитываются солеными водами четвертичных отложений, с которыми в ряде случаев гидравлически связаны. Поэтому можно предполагать, что разгрузка их идет теми же путями, как и четвертичных отложений.

Водоносный комплекс сеноманских отложении верхнего, мела (К2с). По литологическому составу сеноманский ярус представлен снизу песками, песчаниками, переходящими в алевриты и глины. Общая мощность отложений составляет 15-24 м.

Водоносность семоманских песков и песчаников изучена слабо.

В западной части территории (Кр.Долгинеп) сеноманский водоносный комплекс вскрыт на глубине 360-386 м. Водовмещающими являются пески и песчаники мощностью 5-6 м. В подошве водоносных отложений залегают глины верхнего альба.

Пьезометрический уровень устанавливается на абсолютной отметке 18,5 м. Дебиты скважин составляют до 0,4 л/сек при понижении уровня на 7 м. Невысокая водообильность отложений обусловлена преобладанием глинистых отложений.

Воды соленые. Температура воды - 25°С. По химическому составу воды хлоридные натриевые.

В южной части района подземные воды сеномана могут быть использованы для обводнения пастбищ.

Водоносный комплекс нижнего мела (К1al). На данной территории самым мощным по водообильности считается водоносный комплекс отложений альба. В нем выделяется целый ряд водоносных горизонтов и слоев, четкие границы между которыми отсутствуют.

Водовмещающие породы альбского комплекса представлены тонко- и мелкозернистыми песками, песчаниками, переслаивающимися с алевритами и глинами. Мощности отдельных слоев невыдержанны (от 5 до 10 м, реже 10-25 м). В связи с этим не представляется возможным выделить самостоятельные водоносные горизонты. Общая мощность водоносного комплекса достигает 465 м.

Альбский водоносный комплекс имеет повсеместное распространение на описываемой территории. В южной части месторождений Арыстановское, он залегает на глубине 500-900 м. Уровни подземных вод устанавливаются на (+2) - (+21) м.

В этом районе, где отложения альбского комплекса слагают свод и перекрыты маломощными четвертичными глинистыми образованиями, намечается пьезометрической поверхности артезианских вод и уменьшение дебитов скважин. При этом гидроизопьезы подтверждают значительное падение напоров в водоносной системе в направлении к югозападной части свода антиклинали. Полной открытой разгрузки альбских вод в районе не установлено. Несомненно, что на площадях непросыхающей поверхности Большого Сора

четвертичные отложения подпитываются, в какой-то степени, напорными водами альба.

Химический состав вод альбского комплекса в северной части района характеризуется высокой степенью метаморфизации с переходом в хлоридные натриевые.

В водах альбских отложений присутствуют некоторые микроэлементы и растворенные газы. Из них в заметном количестве встречается бром. Для района Арыстановское поднятия характерно резкое увеличение его содержания, особенно на северном склоне структуры.

На месторождении Арыстановское прогиба содержание брома в подземных водах составляет 1-2 мг/л (в солоноватых водах). В сводовой части антиклинали содержание резко увеличивается до 106 мг/л. По северному склону антиклинали отмечается высокое содержание брома до 347 мг/л.

Из других микроэлементов в альбских водах содержатся (мг/л): медь (0,002), цинк (0,06), свинец (0,005), мышьяк (0,0025), ртуть (0,002), фосфор (0,005), йод (3,0), фтор (0,2), бор (5,0), марганец (12,0), барий (4,0-7,0).

В составе растворенных газов преобладает азот (58-78%), в значительно меньших количествах встречаются метан и углекислота.

Из числа наиболее распространенных в районе подземных вод альбским водам придается особое значение. В южной части района солоноватые воды используются для обводнения пастбищ.

В геологическом плане грунты представлены маломощными верхнечетвертичными супесями и идентичными суглинками, которые подстилаются песчаниками мелового возраста. Грунты повсеместно засолены, загипсованы и характеризуются высокой коррозийной активностью по отношению к железу. Грунты покровного комплекса в значительной степени облессованы.

6.5. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ (В ТОМ ЧИСЛЕ РИСКИ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ ЕГО КАЧЕСТВА, ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА, А ПРИ ИХ ОТСУТСТВИИ – ОРИЕНТИРОВОЧНО БЕЗОПАСНЫХ УРОВНЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕГО)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе расположения месторождения не осуществляются.

Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в данном районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0343	Фториды неорганические хорошо растворимые - (натрия фторид, натрия гексафторид) (Фториды неорганические хорошо растворимые /в пересчете на фтор/) (616)	0,03	0,01		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2
0410	Метан (727*)			50	
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3

6.6. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании проектируемых работ учитываются требования в области ООС. На

предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных
требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. МАТЕРИАЛЬНЫЕ АКТИВЫ, ОБЪЕКТЫ ИСТОРИКО-КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ (В ТОМ ЧИСЛЕ АРХИТЕКТУРНЫЕ И АРХЕОЛОГИЧЕСКИЕ), ЛАНДШАФТЫ

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок

использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

− строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

− соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

− при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы
или иную компетентную организацию;

− в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

− при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1. СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, ПРЕНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАБОТ ПО ПОСТУЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ В СЛУЧАЯХ НЕОБХОДИМОСТИ ИХ ПРОВЕДЕНИЯ

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории водоохранных зон (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ И ГЕНЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (В ТОМ ЧИСЛЕ ЗЕМЕЛЬ, НЕДР, ПОЧВ, ВОДЫ, ОБЪЕКТОВ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА – В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЛИЧИЯ ЭТИХ РЕСУРСОВ И МЕСТА ИХ НАХОЖДЕНИЯ, ПУТЕЙ МИГРАЦИИ ДИКИХ ЖИВОТНЫХ, НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ, ДЕФИТЦИТНЫХ И УНИКАЛЬНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

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

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает проект разработки месторождения.

Объект исследования – система разработки месторождения Арыстановское.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Арыстановское.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи газа и нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

ТОО «Кен-Сары» имеет Контракт на добычу углеводородного сырья Государственным регистрационным номером №4014-УВС от 29.04.2014 г. Срок действия контракта до 29 апреля 2038 года. Площадь горного отвода составляет 50,78 кв. км.

Вид недропользования - добыча углеводородного сырья.

Координаты месторождения и картограмма расположения месторождения Арыстановское представлена на рисунке 8.1 ниже.

Приложение № _____
к Контракту № 1729 от 29.04.2005г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 23 декабря 2013г. Рег. № 125 Д-УВС

ГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ»
МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен **Товариществу с ограниченной ответственностью «Кен-Сары»** для осуществления операций по недропользованию **на месторождении Арыстановское** в пределах блока XXXIII-16-D(частично),E(частично) на основании утвержденных ГКЗ РК запасов месторождения Арыстановское (Протокол № 1333-13-У от 12.09.2013 г.) и Протокола проведения прямых переговоров между МНГ РК и ТОО «Кен-Сары» по предоставлению права недропользования на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Арыстановское от 06 ноября 2013 года.

Горный отвод расположен в **Мангистауской области.**

Границы горного отвода на картограмме обозначены **угловыми точками с т. 1 по т. 15.**

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

Площадь горного отвода – 50,78 (пятьдесят целых семьдесят восемь сотых) **кв. км.**
Глубина разработки – минус 2892,2 м.

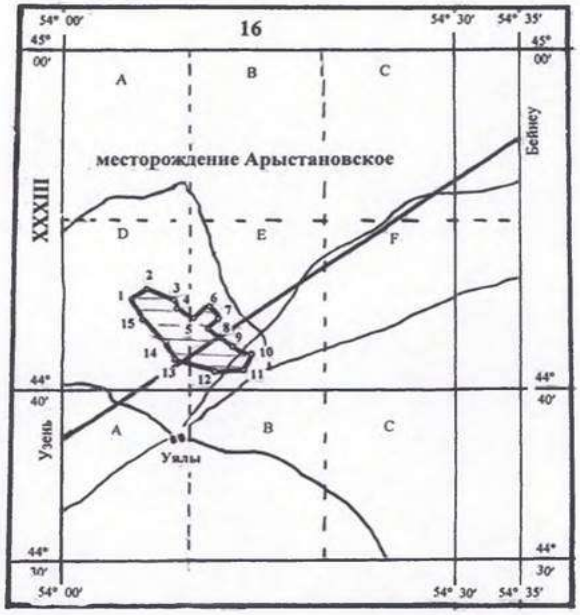
Заместитель Председателя **Б. Сарсекеев**

г. Астана,
декабрь, 2013г.

Приложение № _____
к горному отводу
по Контракту № 1729 от 29.04.2005г.
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 23 декабря 2013г. Рег. № 125 Д-УВС

Картограмма расположения
горного отвода месторождения Арыстановское
в пределах блока XXXIII-16-D(частично),E(частично)

Масштаб 1: 500 000



Площадь горного отвода месторождения Арыстановское

г. Астана,
декабрь, 2013г.

Рисунок 8.1 - Картограмма расположения горного отвода м/р Арыстановское

Согласно 2-рекомендуемому варианту:

Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2025-2027 годы.

Рентабельный период по вариантам составил: 2 вариант – 2025-2057 гг.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины глубиной 3100 ±250 м составит: **48,01232 г/сек** и **27,56546 т/период**.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2027 год) – **9,26375 г/сек** и **123,72789 т/год**.

При реализации рекомендуемого варианта разработки № 2 наибольший годовой выброс ожидается в 2027 году при максимальной добыче нефти и газа, при вводе в эксплуатацию технологического оборудования максимальное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит на 2027 год – **9,26375 г/сек** и **123,72789 т/год**.В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-4 класса опасности: Азота (IV) диоксид – 2,321912 т/г; Азот (II) оксид - 0,377311 т/г; Углерод (Сажа) - 1,934926 т/г; Углерод оксид - 19,349263 т/г; Метан - 0,483732 т/г; Смесь углеводородов предельных C_1-C_5 – 71,967517 т/г; Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} – 26,617851 т/г; Бензол – 0,347621 т/г; Диметилбензол – 0,109252 т/г; Метилбензол – 0, 218505 т/г. Всего: **123,72789 т/год**.

Выбросы от бурения 30-и скважин составят **1440,36955 г/с** и **826,96394 т/г** (по проекту аналогу).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ по вариантам разработки представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут.

Производственные сточные воды, образующиеся на УПН при обустройстве скважин после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), а также производственные

и дождевые сточные воды после промывки оборудования, гидроуборки технологических площадок с ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС и объектов нефтепровода будут подаваться на установку очистки производственно-дождевых сточных вод с последующей закачкой в пласт для поддержания пластового давления через нагнетательную скважину, для компенсации отобранной газонефтяной жидкости. Закачка в пласт на месторождении осуществляется на основании «Технологического регламента по закачке пластовой воды на месторождении Арыстановское ТОО «Кен-Сары».

Хозяйственно-бытовые сточные воды самотечной сетью канализации от вахтового посёлка ТОО «КЕН-САРЫ» отводятся в приемный резервуар КНС и откачиваются на комплекс биологической очистки БЛОС-50 производительностью 50м^3/сут. Далее очищенные сточные воды самотеком отводятся на поля испарения.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит **853,38 м^3/период** ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются коммунальные отходы. Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы будут вывозиться с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета и фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Таблица 9.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин по рекомендуемому 2 варианту (30 скв.).

Наименование отходов	**Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год**	**Лимит накопления, тонн/год, от строительства 30-и скважин глубиной 3100м. 2 -рекомендуемый вариант**
1	**2**	**3**
Всего	-	**22 882,0711**
в том числе отходов производства	-	**22 828,6711**
отходов потребления	-	**53,4000**
Опасные отходы		
Отработанные люминесцентные лампы	-	0,00010
Отработанные аккумуляторные батареи	-	14,6100
Отработанные масла	-	9,6450
Промасленная ветошь	-	3,7020
Буровой шлам	-	11794,6500
Отработанный буровой раствор	-	10668,2400
Неопасные отходы		
Отработанные автошины	-	7,7700
Металлолом	-	330,0000
Огарки сварочных электродов	-	0,0540
ТБО (в т.ч пищевые отходы)		53,4000
Зеркальные		
-	-	-

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в

соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст 320 ЭК о временном складировании 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; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения коммунальных в контейнерах при температуре 0°С и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ, АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ В ХОДЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ

Проведение проектных работ в процессе разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при

нормальном ходе проектируемых работ;

- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом наличия опасных природных явлений;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- **низкий -** приемлемый риск/воздействие.
- **средний** – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- **высокий** – риск/воздействие не приемлем.

11.3. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятыми в Республике Казахстан нормативами, относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для окружающей среды в результате возникновения аварийных ситуаций.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

В процессе строительства скважины могут возникнуть следующие осложнения процесса

бурения:

- открытое фонтанирование,
- поглощение промывочной жидкости – частичное или катастрофическое,
- поглощение тампонажного раствора – частичное или катастрофическое,
- нарушение устойчивости пород стенок скважины,
- искривление вертикальности скважины.

Для предупреждения оставления шарошек при разбуривании цементных пробок необходимо не передерживать работу долота на забое, не использовать долото вторично.

Для предупреждения падения посторонних предметов необходимо предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

11.4. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ В ПРЕДПОЛАГАЕМОМ МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОКРУГ НЕГО

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможнымзагрязнением природных сред;

- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;

- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстояние от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации

значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

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 проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным.

Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при назведке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;

- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;

- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных

кабин;

- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.5. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНИОВ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ В ПРЕПОЛОГАЕМОМ МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОКРУГ И ВОКРУГ НЕГО

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – низкая.

11.6. ВСЕ ВОЗМОЖНЫЕ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ В РЕЗУЛЬТАТЕ ИНЦИДЕНТА, АВАРИИ, СТИХИЙНОГО ПРИРОДНОГО ЯВЛЕНИЯ

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;

- водные ресурсы;

- почвенно-растительные ресурсы.

<u>Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух</u>

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно- растительного покрова, связаны со следующими процессами:

-пожары;

-разливы химреагентов, ГСМ;

-разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации.

Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

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. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. 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, вероятность этой ситуации очень мала.

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.

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, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Лакольное воздействие (1) - площадь воздействия до 1 км2 для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается среднее (9-27). 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.

11.8. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ПОСЛЕДСТВИЙ ИНЦИДЕНТОВ, АВАРИЙ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ, ВКЛЮЧАЯ ОПОВЕЩЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ, И ОЦЕНКА ИХ НАДЕЖНОСТИ

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений

и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможныхаварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведетконтроль за планировочными работами;

- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

- Проводится контроль технического состояния оборудования;

- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;

- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозбытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;

- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятиясхеме;

- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к
эксплуатации;

- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

- Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

- Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.9. ПЛАНЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ИНЦИДЕНТОВ, АВАРИЙ, ПРИРОДНЫХ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И МИНИМИЗАЦИИ ДАЛЬНЕЙШИХ НЕГАТИВНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЖИЗНИ, ЗДОРОВЬЯ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;

2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных

производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;

3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;

4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;

5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

1) оперативную часть;

2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;

3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

1) мероприятия по спасению людей

2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;

3) действия персонала при возникновении аварий;

4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.10. ПРОФИЛАКТИКА, МОНИТОРИНГ И РАНЕЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ИНЦИДЕНТОВ АВАРИЙРИЙ, ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ, А ТАКЖЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СО СТИХИЙНЫМИ ПРИРОДНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке, проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная

электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;

б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;

в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций, которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ

12.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей;
- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов;
- организация а/дорог для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
- контроль безопасного движения строительной спецтехники (самосвала);
- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- при испытании скважин отжиг газа на факеле не предусмотрен. Планируется разработка ПРПГ;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего

оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;

- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- озеленение территорий объектов месторождения и СЗЗ;
- организация полосы древесно-кустарниковых насаждений, с указанием площади и количества зеленых насаждений;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха;
- проведение экологических исследований для определения фонового состояния окружающей среды, выявление возможного негативного воздействия промышленной деятельности на экосистемы и разработка программ и планов мероприятий по снижению загрязнения окружающей среды.

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмостферы на период СМР является пыление, негативно воздействующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;

- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

12.2. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД ОСОБО НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют

накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 15–20 %, носит организационно-технический характер и не приводит к существенным затратам и снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 40-60 %:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ И ИСТОЩЕНИЯ

Для предотвращения загрязнения подземных вод рекомендуется ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытие обсадными колоннами;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- по очистке и повторному использованию буровых растворов;
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

12.4. ОБОСНОВАНИЕ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОХРАНЕНИЮ НЕДР

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы
- изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление

ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.
- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

12.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ РАДИАЦИОННОГО РИСКА

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1мЗв в год.

12.6. ПЛАНИРУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПО СНЯТИЮ, ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИЮ ПЛОДОРОДНОГО СЛОЯ ПОЧВЫ

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- проведение изыскательских работ по обоснованию состава природоохранных мероприятий, обеспечивающих охрану природных почв;
- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросит. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые

емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Рекультивация

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

Общие положения по рекультивации земель

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после прекращения эксплуатации месторождения, определяется размерами площади проекции горного отвода на дневной поверхности.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относятся, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: ***технический*** *и* ***биологический.***

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведения других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории месторождения, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретения (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.)
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что

собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ. Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы. Охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относиться к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В

свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соотвествующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состаяния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их саморазрастания.

12.7. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОХРАНЕНИЮ РАСТИТЕЛЬНЫХ СООБЩЕСТВ, УЛУЧШЕНИЮ ИХ СОСТОЯНИЯ, СОХРАНЕНИЮ И ВОСПРОИЗВОДСТВУ ФЛОРЫ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПО СОХРАНЕНИЮ И УЛУЧШЕНИЮ СРЕДЫ ИХ ОБИТАНИЯ

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

• Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и обустройство

основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.

• Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.

• Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.

• Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

• После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) и осуществить планировку территории.

• В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Компания регулярно проводит работы по озеленению ближайших населенных пунктов согласно меморандуму о сотрудничесве, заключенному с акиматом. Работы по озеленению санитарно-защитной зоны не предусмотрены в связи с климатическими условиями.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

• своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;

• организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

• принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива

нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

• принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;

• проведение просветительской работы по охране почв;

• неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

• свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;

• не допускать расширения дорожного полотна;

• осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;

• во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

12.8. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрыгивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

12.9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период проведения работ основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);

- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);

- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;

- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;

- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);

- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противошумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);

- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием в компрессорных, а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума должны применяться:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования);

- применение технологических процессов, при которых уровни звукового давления на рабочих местах не превышают допустимые значения;

- определение опасных и безопасных зон;

- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;

- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;

- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;

- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях);

- зоны с уровнем звука свыше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности;

-организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования.

12.10. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

-временное складирование отходов раздельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;

- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;

- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;

- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;

- 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;

- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;

- разработка нетрадиционных подходов к охране окружающей среды и создание высокоэффективных систем и установок для очистки отходящих газов и сточных вод промышленных предприятий, утилизации отходов;

- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов

производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

13.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПО БИОЛОГИЧЕСКОМУ РАЗНООБРАЗИЮ

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) 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 Статьи 240, п.1, 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 статье 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 статье 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

13.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ, ЕГО МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ, ОЦЕНКА ПОТЕРЬ БИОРАЗНООБРАЗИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ КОМПЕНСАЦИИ, А ТАКЖЕ ПО МОНИТОРИНГУ ПРОВЕДЕНИЯ ЭТИХ МЕРОПРИЯТИЙ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;

2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;

4) 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.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но *не менее 1 раза в год.*

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

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

13.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;

- применение современных технологий ведения работ;

- строгая регламентация ведения работ на участке;

-упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;

- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;

- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;

- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;

- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;

- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;

- исключение случаев браконьерства;

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;

- запрещение кормления и приманки диких животных;

- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;

- просветительская работа экологического содержания;

- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью иосторожностью.

14. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

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.

14.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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 трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 14.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную

среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	Площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
Местный (3)	Площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	Площадь воздействия более 100 км^2 для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
Многолетний (4)	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная (4)	Изменения среды 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)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	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 (28-64)	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 14.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**	**Баллы**	**Значимость**
Местное 3	Многолетнее 4	Слабое 2	9-27	Воздействие средней значимости
Ограниченный	Многолетнее	Умеренная		

2	4	3	9-27	Воздействие средней значимости
Ограниченный 2	Многолетнее 4	Умеренная 3		
Ограниченный 2	Многолетний 4	Сильная 4	28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

14.2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

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);
- 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 пятиуровневая 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).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.2.1 Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное (4)	Воздействие проявляется на территории области

Национальное (5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное (1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности (2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
Долговременное (3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное (4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
Постоянное (5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Незначительное (1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется

интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

14.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.3.1.

Таблица 14.3.1 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Местное воздействие (площадь воздействия в пределах 10 - 100 км2 для площадных объектов или 1 - 10 км от линейного объект)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие средней значимости
			3	4	2	24
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Сильное воздействие (изменения среды значительны, самовосстановление затруднено)	Воздействие высокой значимости
			2	4	4	32
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24
Почвы	Нарушение и	Создание системы контроля за	Ограниченное воздействие	Многолетнее	Умеренное воздействие (механическими	Воздействие

	загрязнение почвенно-растительного слоя.	состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	(площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура, уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	средней значимости
			2	4	3	24
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24
Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Ограниченное воздействие (площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (продолжительность воздействия постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			2	4	3	24

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равной 176 (среднее значение 25,14 балла).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- ***Ограничанное воздействие*** (площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта);
- ***Умеренное воздействие*** (изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов);
- ***Многолетнее воздействие*** (продолжительность воздействия постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения оценивается как ***воздействие средней значимости.***

14.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при строительстве скважины представлены в таблице 14.4.1.

Таблица 14.4.1 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среды	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+2	+10
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие

			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9
Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие

			-1	-5	-3	-9
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут ***низкое отрицательное воздействие*** по некоторым компонентам, и ***среднее положительные изменения*** в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) 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) будет проведен 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 ликвидации, 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.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

• упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.

• применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;

• техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;

• использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;

• Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;

• применение современных технологий ведения работ;

• использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;

• проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);

• своевременное проведение работ по рекультивации земель;

• сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана

• установка контейнеров для мусора

• установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса 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.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
8) Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»;
9) Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);
12) 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;
13) Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022года №ҚР ДСМ -2;
14) 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;
15) Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71;
16) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
17) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
18) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
19) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов);

20) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;

21) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;

22) Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.;

23) 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-п.;

24) ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;

25) ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации;

26) ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости. Общие технические условия»;

27) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Введен на территории Республики Казахстан с 1 января 2016 года (Приложение к приказу Председателя Комитета технического регулирования и метрологии Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 октября 2015 года № 217-од);

28) СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);

29) 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;

30) Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15;

31) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;

32) Об утверждении санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам коммунального назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 26 июля 2022 года № ҚР ДСМ-67;

33) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности"Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13;

34) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к осуществлению производственного контроля" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 7 апреля 2023 года № 62;

35) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям"Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2022 года № ҚР ДСМ-52;

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

37) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к транспортным средствам для перевозки пассажиров и грузов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2021 года № ҚР ДСМ-5;

38) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования

к радиационно-опасным объектам" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90;

39) Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе в эксплуатацию строительных объектов" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ – 49;

40) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;

41) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;

42) «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26;

43) Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346 «Об утверждении Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель»;

44) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки»;

45) Приказ и.о.Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;

46) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;

47) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию»;

48) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;

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

50) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчётности об управлении отходами;

51) Приказ Министра экологии, геологи и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;

52) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ 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:

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.

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ на воздействие для объектов I категории по проектам: РООС к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100м и диаметром эксплуатационной колонны 168,3/177,8мм (корректировка)», «Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское для ТОО «Кен-Сары на 2025 год», «Проекту нормативов допустимых сбросов на 2025 год»

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ НА 2020 Г. ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ»

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ОТВОДИМЫХ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ» НА 2020-2022 ГГ.»

ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УСЛУГ ПО ПОДАЧЕ ВОДЫ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ И (ИЛИ) КАНАЛАМ С ТОО «МАГИСТРАЛЬНЫЙ ВОДОВОД»

ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на водозабор

КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на сброс в пласт

КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на на поля испарения

ПРИЛОЖЕНИЕ 10 – КОПИЯ ПИСЬМА МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РК от 02.11.2022г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 11 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ОЗЕЛЕНЕНИЕ

ПРИЛОЖЕНИЕ 12 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1-вариант

2025 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0001, Факельная установка
Источник выделения: № 0001, труба
Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
Площадка: Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____1 вариант___2025г.
Цех: разработка м/р Арыстановское__1 вариант__2025г.
Источник: 0001
Наименование: труба
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ
Таблица процентного содержания составляющих смеси.
Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	*[%]об.*	*[%]мас.*	*Молек.мас.*	*Плотность*
Метан(CH4)	42.99	24.1827704	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	12.36	13.0318155	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	12.74	19.6984247	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	6.15	12.5338252	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.89	7.31127673	72.151	3.2210268
Азот(N2)	18.79	18.4580549	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	3.1	4.78383239	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): **28.5198328**
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3: **1.1827**
Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.258909$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.258909 * (30 + 273) / 28.5198328)^{0.5} = 334.6309374$
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м^3/с: **0.02467**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (20):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.024670 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1.396036425$
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.02467 * 1.1827 = 29.177209$
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.004171869 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 28.5198328) = 62.30611562$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.98;**
величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;
Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$M_i = УВ_i * G$
где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;
0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	*Примесь*	*УВ г/г*	*М г/с*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.58354418
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0700253
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0113791
0410	Метан (727*)	0.0005	0.014588605
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.058354418

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):
$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c$ **= 0.01 * 29.1772090 * (3.67 * 0.9984000 * 62.3061156 + 4.7838324)-0.5835442-0.0145886-0.0583544 = 67.35016446**
где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;
M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;
M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;
M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ
Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):
$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o$ **= 85.5 * 42.99 + 152 * 12.36 + 218 * 12.74 + 283 * 6.15 + 349 * 2.89 + 56 * 0 = 11080.745**
где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;
$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;
$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;
$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;
$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;
Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):
$E = 0.048 * (M)^{0.5}$ **= 0.048 * (28.5198328)$^{0.5}$ = 0.256**
Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 2.253981959$$

где A_o - атомная масса кислорода;
x_i - количество атомов кислорода;
M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3/м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 2.253981959) = 12.07997646$$

где x - число атомов углерода;
y - число атомов водорода;
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3/м^3 (12):
$V_{пс} = 1 + V_o$ **= 1 + 12.07997646 = 13.07997646**
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3*град.С): **0.4**
Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ **= 30 + (11080.745 * (1-0.256) * 0.9984) / (13.07997646 * 0.4) = 1603.183978**
где T_o - температура смеси или газа, град.С;
при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ **= 0.39**
Температура горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ **= 30 + (11080.745 * (1-0.256) * 0.9984) / (13.07997646 * 0.39) = 1643.522029**

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3/с (14):
$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273$ **= 0.02467 * 13.07997646 * (273 + 1643.522029) / 273 = 2.265308113**
Длина факела $L_{фн}$, м:
$L_{фн} = 15 * d$ **= 15 * 0.15 = 2.25**
Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):
$H = L_{фн} + h_в$ **= 2.25 + 25 = 27.25**
где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)
Диаметр факела $D_ф$, м (29):
$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d$ = **0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):
$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2$ = **1.27 * 2.265308113 / 0.3885² = 19.06114368**

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):
$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$
где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760;**

Код	*Примесь*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.58354418	18.40264926
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.070025302	2.208317911
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.011379112	0.358851661
0410	Метан (727*)	0.014588605	0.460066232
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058354418	1.840264926

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения: № 0002-0003 ОГН-П-50-1,6-1, 50м3
Источниик выделения: № 0002-0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 26.44**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.68**
KTMIN **= 0.68**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 57.56**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 1.19**
KTMAX **= 1.19**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 50**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 67650**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.8214**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 67650 / (0.8214 · 50) = 1647.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 65.3127**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 79.5066**
, ***P*** **= 79.5066**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 74.33**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 74.33 + 45 = 89.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO)*** **= 0.294 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · (1.19 · 1 + 0.68) · 0.1 · 1.35 · 67650 / (10⁷ · 0.8214) = 4.355**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴*** **= (0.163 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · 1.19 · 0.1 · 1 · 65.31270000000001) / 10⁴ = 0.902**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.45999999999999 · 4.355 / 100 = 3.1556330**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.45999999999999 · 0.902 / 100 = 0.6535892**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 4.355 / 100 = 1.1671400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.902 / 100 = 0.2417360**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 4.355 / 100 = 0.0152425**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.902 / 100 = 0.0031570**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 4.355 / 100 = 0.0095810**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.902 / 100 = 0.0019844**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 4.355 / 100 = 0.0047905**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.902 / 100 = 0.0009922**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6535892	3.155633
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.241736	1.16714
0602	Бензол (64)	0.003157	0.0152425
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009922	0.0047905
0621	Метилбензол (349)	0.0019844	0.009581

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения: № 0004-0007, РВС-1, 2, 3, 7 500 м3
Источники выделения: № 6002 01, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV* = Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME* = Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN* = 26.44**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.68**
***KTMIN* = 0.68**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX* = 57.56**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 1.19**
***KTMAX* = 1.19**
Режим эксплуатации, ***_NAME_* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_* = Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**
Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 67650**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.8214**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 67650 / (0.8214 · 50) = 1647.2**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 65.3127**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 79.5066**
, ***P* = 79.5066**
Коэффициент, ***KB* = 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 74.33**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45* = 0.6 · 74.33 + 45 = 89.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO)* = 0.294 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · (1.19 · 1 + 0.68) · 0.1 · 1.35 · 67650 / (10⁷ · 0.8214) = 4.355**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴* = (0.163 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · 1.19 · 0.1 · 1 · 65.31270000000001) / 10⁴ = 0.902**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.45999999999999 · 4.355 / 100 = 3.1556330**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.45999999999999 · 0.902 / 100 = 0.6535892**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 4.355 / 100 = 1.1671400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.902 / 100 = 0.2417360**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 4.355 / 100 = 0.0152425**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.902 / 100 = 0.0031570**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 4.355 / 100 = 0.0095810**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.902 / 100 = 0.0019844**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 4.355 / 100 = 0.0047905**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.902 / 100 = 0.0009922**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.6535892	3.155633
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.241736	1.16714
0602	Бензол (64)	0.003157	0.0152425
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009922	0.0047905
0621	Метилбензол (349)	0.0019844	0.009581

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 6001, Площадка 116-ти скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС
Список литературы:
1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **<u>Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)</u>**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 1476**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.365 · 0.012996 · 1476 = 7**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 7 / 3.6 = 1.944**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 1.944 · 72.45999999999999 / 100 = 1.4086224**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 1.4086224 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 44.4223160064**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 1.944 · 26.8 / 100 = 0.5209920**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.520992 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 16.430003712**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 1.944 · 0.35 / 100 = 0.0068040**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.006804 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.214570944**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 1.944 · 0.11 / 100 = 0.0021384**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.0021384 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0674365824**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 1.944 · 0.22 / 100 = 0.0042768**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.0042768 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.1348731648**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 3198**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N* = 0.05 · 0.000396 · 3198 = 0.0633**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6* = 0.0633 / 3.6 = 0.0176**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0176 · 72.45999999999999 / 100 = 0.01275296**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.01275296 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.40217734656**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0176 · 26.8 / 100 = 0.0047168**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.0047168 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.1487490048**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0176 · 0.35 / 100 = 0.0000616**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.0000616 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0019426176**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0176 · 0.11 / 100 = 0.00001936**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.00001936 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00061053696**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100* = 0.0176 · 0.22 / 100 = 0.00003872**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶* = 0.00003872 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.00122107392**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич.***	***Общее кол-***	***Время ра-***

	поток	*во, шт.*	*боты, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1476	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	3198	8760

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1.4086224	44.824493353
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.520992	16.5787527168
0602	Бензол (64)	0.006804	0.2165135616
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0021384	0.06804711936
0621	Метилбензол (349)	0.0042768	0.13609423872

2-рекомендуемый вариант

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 0001, Факельная установка
Источник выделения: № 0001, труба
Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
Площадка: Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.
Цех: разработка м/р Арыстановское__2 вариант__2027г.
Источник: 0001
Наименование: труба
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ
Таблица процентного содержания составляющих смеси.
Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	*[%]об.*	*[%]мас.*	*Молек.мас.*	*Плотность*
Метан(CH4)	42.99	24.1827704	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	12.36	13.0318155	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	12.74	19.6984247	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	6.15	12.5338252	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.89	7.31127673	72.151	3.2210268
Азот(N2)	18.79	18.4580549	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	3.1	4.78383239	44.011	1.9648

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **28.5198328**
Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м^3: **1.1827**
Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.258909$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.258909 * (30 + 273) / 28.5198328)^{0.5} = 334.6309374$$

где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход ***B***, м^3/с: **0.025939**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (20):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.025939 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1.467847136$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$G = 1000 * B * R_o$ = **1000 * 0.025939 * 1.1827 = 30.6780553**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.004386466 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 28.5198328) = 62.30611562$$

где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.98;**
величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;
Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)
$M_i = УВ_i * G$
где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;
0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	*Примесь*	*УВ г/г*	*М г/с*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.613561106
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0736273
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0119644
0410	Метан (727*)	0.0005	0.015339028
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.061356111

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):
$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c$ = **0.01 * 30.6780553 * (3.67 * 0.9984000 * 62.3061156 + 4.7838324)-0.6135611-0.0153390-0.0613561 = 70.81458921**
где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;
M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;
M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;
M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ
Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):
$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o$ = **85.5 * 42.99 + 152 * 12.36 + 218 * 12.74 + 283 * 6.15 + 349 * 2.89 + 56 * 0 = 11080.745**
где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;
$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;
$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;
$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;
$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;
Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):
$E = 0.048 * (M)^{0.5}$ = **0.048 * (28.5198328)$^{0.5}$ = 0.256**
Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 2.253981959$$

где A_o - атомная масса кислорода;
x_i - количество атомов кислорода;
M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3/м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 2.253981959) = 12.07997646$$

где x - число атомов углерода;
y - число атомов водорода;
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3/м^3 (12):
$V_{пс} = 1 + V_o$ = **1 + 12.07997646 = 13.07997646**
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3*град.С): **0.4**
Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (11080.745 * (1-0.256) * 0.9984) / (13.07997646 * 0.4) = 1603.183978**
где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = **0.39**
Температура горения $T_г$, град.С (10):
$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (11080.745 * (1-0.256) * 0.9984) / (13.07997646 * 0.39) = 1643.522029**

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м^3/с (14):
$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273$ = **0.025939 * 13.07997646 * (273 + 1643.522029) / 273 = 2.381833285**
Длина факела $L_{фн}$, м:
$L_{фн} = 15 * d$ = **15 * 0.15 = 2.25**
Высота источника выброса вредных веществ ***H***, м (16):
$H = L_{фн} + h_в$ = **2.25 + 25 = 27.25**
где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)
Диаметр факела $D_ф$, м (29):
$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d$ = **0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885**
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):
$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2$ = **1.27 * 2.381833285 / 0.3885^2 = 20.04162975**

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):
$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$
где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760;**

Код	*Примесь*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.613561106	19.34926304
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.073627333	2.321911565
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.011964442	0.377310629
0410	Метан (727*)	0.015339028	0.483731576
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.061356111	1.934926304

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения: № 0002-0003 ОГН-П-50-1,6-1, 50м3
Источниик выделения: № 0002-0003, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** = **Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** = **Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** = **26.44**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **0.68**
KTMIN = **0.68**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** = **57.56**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** = **1.19**
KTMAX = **1.19**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** = **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** = **Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** = **50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** = **1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** = **1**
Категория веществ, ***_NAME_*** = **А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR*** = **0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPSR*** = **0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** = **0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** = **50**
Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** = **83950**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** = **0.8214**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** = **83950 / (0.8214 · 50) = 2044.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** = **1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 77.0807**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 79.5066**
, ***P* = 79.5066**
Коэффициент, ***KB* = 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 74.33**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45* = 0.6 · 74.33 + 45 = 89.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO)* = 0.294 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · (1.19 · 1 + 0.68) · 0.1 · 1.35 · 83950 / (10⁷ · 0.8214) = 5.4**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴* = (0.163 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · 1.19 · 0.1 · 1 · 77.08069999999999) / 10⁴ = 1.065**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.45999999999999 · 5.4 / 100 = 3.9128400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.45999999999999 · 1.065 / 100 = 0.7716990**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 5.4 / 100 = 1.4472000**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 1.065 / 100 = 0.2854200**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 5.4 / 100 = 0.0189000**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 1.065 / 100 = 0.0037275**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 5.4 / 100 = 0.0118800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 1.065 / 100 = 0.0023430**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 5.4 / 100 = 0.0059400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 1.065 / 100 = 0.0011715**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.771699	3.91284
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.28542	1.4472
0602	Бензол (64)	0.0037275	0.0189
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0011715	0.00594
0621	Метилбензол (349)	0.002343	0.01188

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения: № 0004-0007, РВС-1, 2, 3, 7 500 м3
Источники выделения: № 6002 01, дыхательный клапан
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV* = Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME* = Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN* = 26.44**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.68**
***KTMIN* = 0.68**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX* = 57.56**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 1.19**
***KTMAX* = 1.19**
Режим эксплуатации, ***_NAME_* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_* = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**
Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**
Значение Kpsr (Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax (Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 83950**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.8214**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 83950 / (0.8214 · 50) = 2044.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 77.0807**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 79.5066**
, ***P* = 79.5066**
Коэффициент, ***KB* = 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 74.33**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45* = 0.6 · 74.33 + 45 = 89.6**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)* = 0.294 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · (1.19 · 1 + 0.68) · 0.1 · 1.35 · 83950 / (10^7 · 0.8214) = 5.4**
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4* = (0.163 · 79.50660000000001 · 89.59999999999999 · 1.19 · 0.1 · 1 · 77.08069999999999) / 10^4 = 1.065**

<u>Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 72.46**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 72.45999999999999 · 5.4 / 100 = 3.9128400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.45999999999999 · 1.065 / 100 = 0.7716990**

<u>Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 26.8**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 26.8 · 5.4 / 100 = 1.4472000**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 1.065 / 100 = 0.2854200**

<u>Примесь: 0602 Бензол (64)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.35 · 5.4 / 100 = 0.0189000**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 1.065 / 100 = 0.0037275**

<u>Примесь: 0621 Метилбензол (349)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.22 · 5.4 / 100 = 0.0118800**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 1.065 / 100 = 0.0023430**

<u>Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</u>
Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.11 · 5.4 / 100 = 0.0059400**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 1.065 / 100 = 0.0011715**

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.771699	3.91284
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.28542	1.4472
0602	Бензол (64)	0.0037275	0.0189
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0011715	0.00594
0621	Метилбензол (349)	0.002343	0.01188

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: № 6001, Площадка 133-х скважин
Источник выделения: №6001, ЗРА и ФС

Список литературы:
1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: **Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.012996**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.365**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 1596**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, **_T_ = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G* = *X* · *Q* · *N* = 0.365 · 0.012996 · 1596 = 7.57**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G* = *G* / *3.6* = 7.57 / 3.6 = 2.103**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 2.103 · 72.45999999999999 / 100 = 1.5238338**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 1.5238338 · 8760 · 3600 / 10^6 = 48.0556227168**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 2.103 · 26.8 / 100 = 0.5636040**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.563604 · 8760 · 3600 / 10^6 = 17.773815744**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 2.103 · 0.35 / 100 = 0.0073605**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.0073605 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.232120728**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 2.103 · 0.11 / 100 = 0.0023133**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.0023133 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0729522288**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 2.103 · 0.22 / 100 = 0.0046266**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.0046266 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.1459044576**

Наименование оборудования: **Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)**
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), ***Q* = 0.000396**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), ***X* = 0.05**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 3458**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, **_T_ = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G* = *X* · *Q* · *N* = 0.05 · 0.000396 · 3458 = 0.0685**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G* = *G* / *3.6* = 0.0685 / 3.6 = 0.01903**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 72.46**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 0.01903 · 72.45999999999999 / 100 = 0.013789138**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.013789138 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.43485425597**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 26.8**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 0.01903 · 26.8 / 100 = 0.00510004**
Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · *3600 / 10⁶* = 0.00510004 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.16083486144**

Примесь: 0602 Бензол (64)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 0.35**
Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = *G* · *C* / *100* = 0.01903 · 0.35 / 100 = 0.000066605**

Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000066605 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00210045528**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.11**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.01903 · 0.11 / 100 = 0.000020933**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000020933 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00066014309**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 0.22**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.01903 · 0.22 / 100 = 0.000041866**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000041866 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00132028618**

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1596	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	3458	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1.5238338	48.4904769728
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.563604	17.9346506054
0602	Бензол (64)	0.0073605	0.23422118328
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0023133	0.07361237189
0621	Метилбензол (349)	0.0046266	0.14722474378

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 – вариант

2025 год

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	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
001		труба	1	8760	Факельная установка	0001	25	0,15	19,06	0,336818	1643,5	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0700253	1459,506	2,20831791	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0113791	237,17	0,35885166	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0583544	1216,255	1,84026493	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0,5835442	12162,55	18,4026493	
																				0410	Метан (727*)	0,0145886	304,064	0,46006623	
001		дыхательный клапан	1	8760	Горизонтальные отстойники для нефтяной эмульсии ОГН-П-50-1,6-1, 50 м3	0002	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		дыхательный клапан	1	8760	Горизонтальные отстойники для нефтяной эмульсии ОГН-П-50-1,6-1, 50 м3	0003	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-1, 500 м3	0004	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-2, 500 м3	0005	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-3, 500 м3	0006	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-7, 500 м3	0007	5	0,2	0,09	0,0028274	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6535892	256565,109	3,155633	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,241736	94892,974	1,16714	
																				0602	Бензол (64)	0,003157	1239,274	0,0152425	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0009922	389,486	0,0047905	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0019844	778,972	0,009581	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 116-ти скважин	6001	2				30	0	0	50	50					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	1,4086224		44,8244934	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,520992		16,5787527	
																				0602	Бензол (64)	0,006804		0,21651356	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0021384		0,06804712	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0042768		0,13609424	

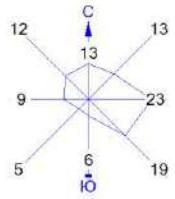
2 – рекомендуемый вариант

2027 год

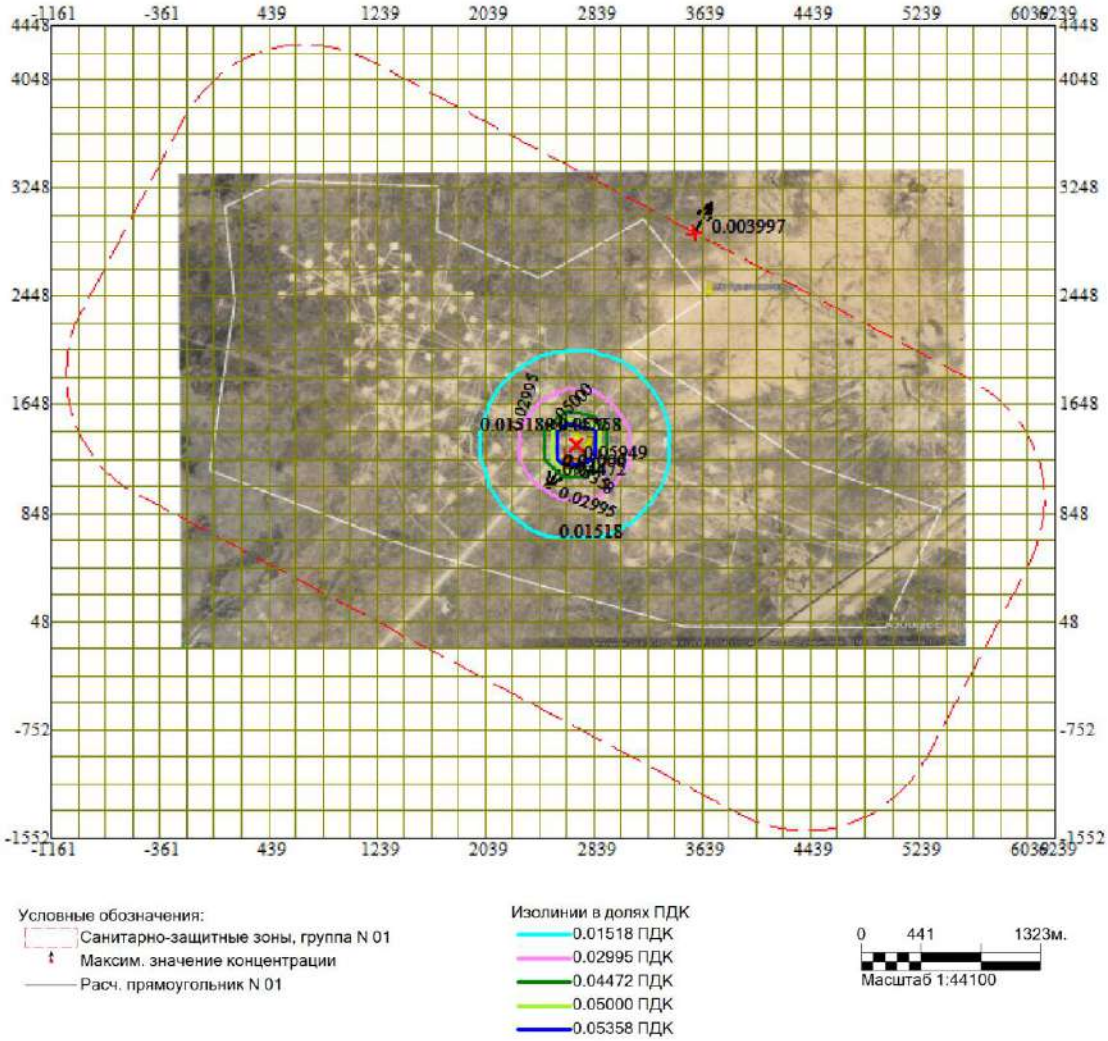
Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Кол-во, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	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
001		труба	1	8760	Факельная установка	0001	25	0,15	19,02	0,3361111	1643,5	276303	4956905							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,073627	1537,809	2,321912	2027
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,011964	249,894	0,377311	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,061356	1281,507	1,934926	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,613561	12815,075	19,349263	
																				0410	Метан (727*)	0,015339	320,377	0,483732	
001		дыхательный клапан	1	8760	Горизонтальные отстойники для нефтяной эмульсии ОГН-П-50-1,6-1, 50 м3	0002	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276515	4956827							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	
																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		дыхательный клапан	1	8760	Горизонтальные отстойники для нефтяной эмульсии ОГН-П-50-1,6-1, 50 м3	0003	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276515	4956827							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	
																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-1, 500 м3	0004	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276463	4956789							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	
																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-2, 500 м3	0005	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276483	4956776							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	
																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-3, 500 м3	0006	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276454	4956772							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	

																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		дыхательный клапан	1	8760	Резервуар для нефти РВС-7, 500 м3	0007	5	0,2	0,09	0,0028274	30	276475	4956758							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,771699	302928,87	3,912840	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,285420	112041,04	1,447200	
																				0602	Бензол (64)	0,003728	1463,223	0,018900	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001172	459,87	0,005940	
																				0621	Метилбензол (349)	0,002343	919,74	0,011880	
001		ЗРА и ФС	1	8760	Площадка 131-ти скважин	6001	2				30	0	0	50	50					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1,523834		48,490477	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,563604		17,934651	
																				0602	Бензол (64)	0,007361		0,234221	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,002313		0,073612	
																				0621	Метилбензол (349)	0,004627		0,147225	

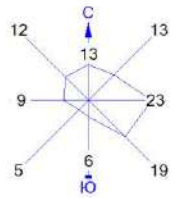
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗЯГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ



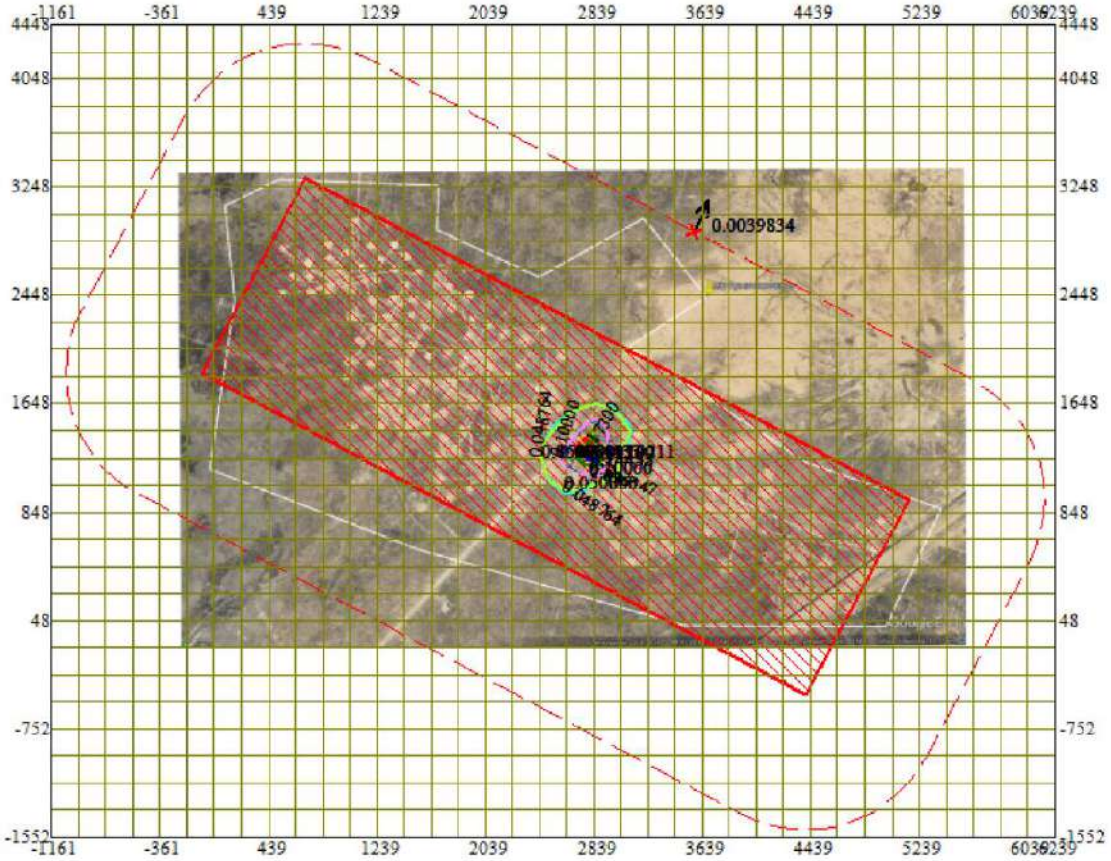
Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Макс концентрация 0.059492 ПДК достигается в точке x= 2639 y= 1248
При опасном направлении 32° и опасной скорости ветра 1.78 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.



Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

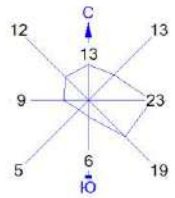


Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

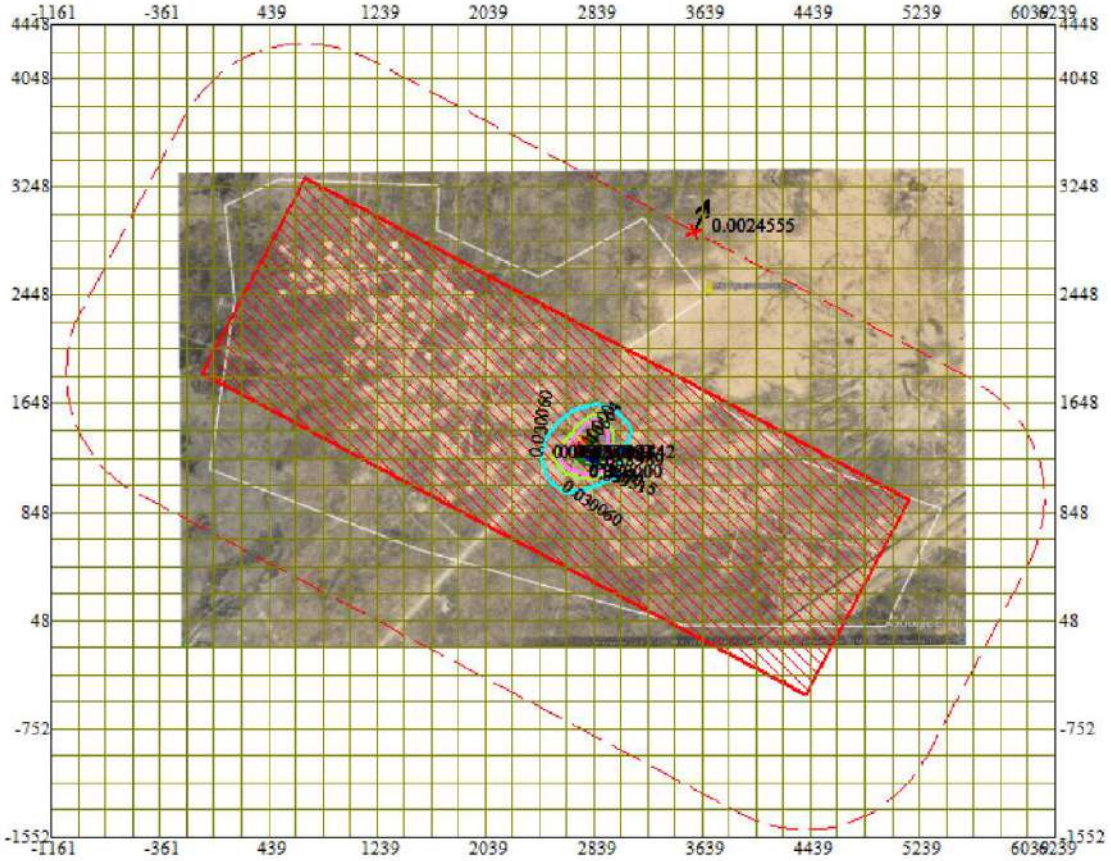
Изолинии в долях ПДК
0.048764 ПДК
0.050000 ПДК
0.096547 ПДК
0.10000 ПДК
0.14433 ПДК
0.17300 ПДК

0 441 1323м.
Масштаб 1:44100

Макс концентрация 0.1921116 ПДК достигается в точке x= 2839 y= 1248
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.



Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

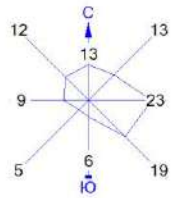


Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

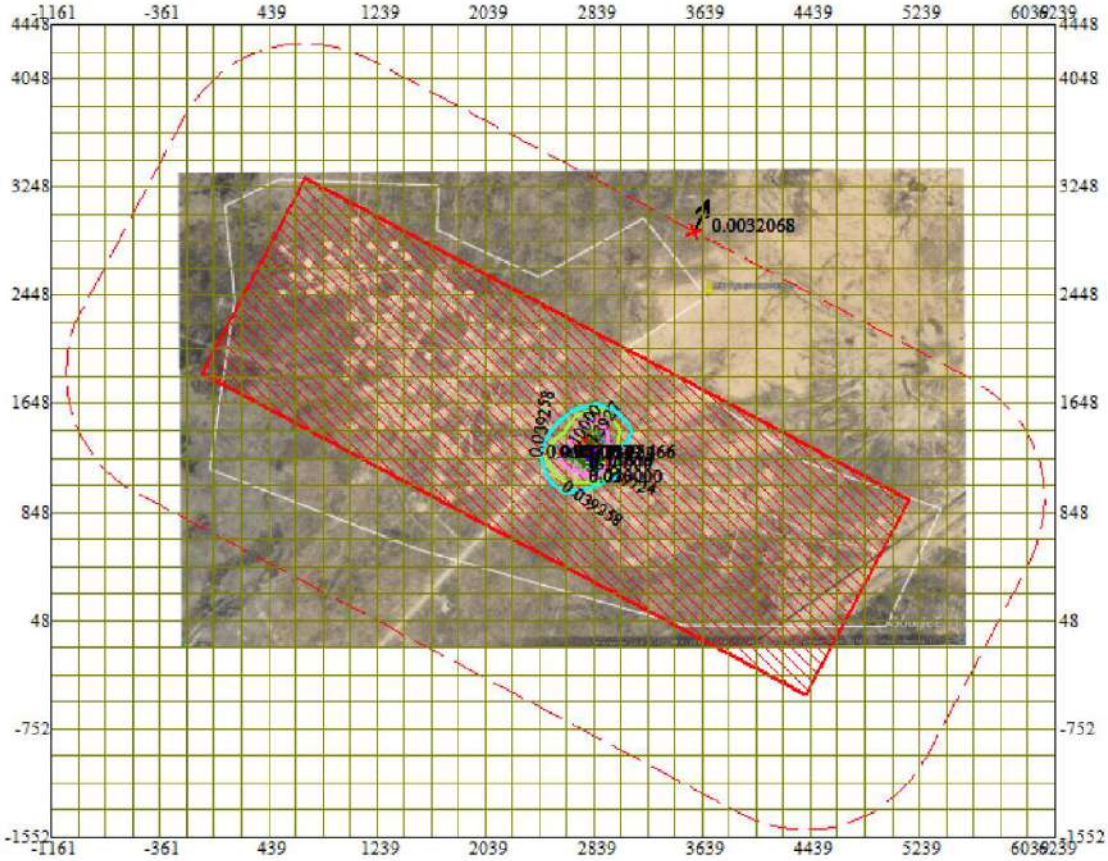
Изолинии в долях ПДК
0.030060 ПДК
0.050000 ПДК
0.059515 ПДК
0.088969 ПДК
0.10000 ПДК
0.10664 ПДК

0 441 1323м.
Масштаб 1:44100

Макс концентрация 0.1184237 ПДК достигается в точке x= 2839 y= 1248
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.



Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)

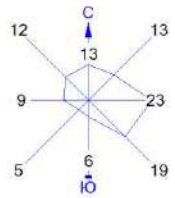


Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

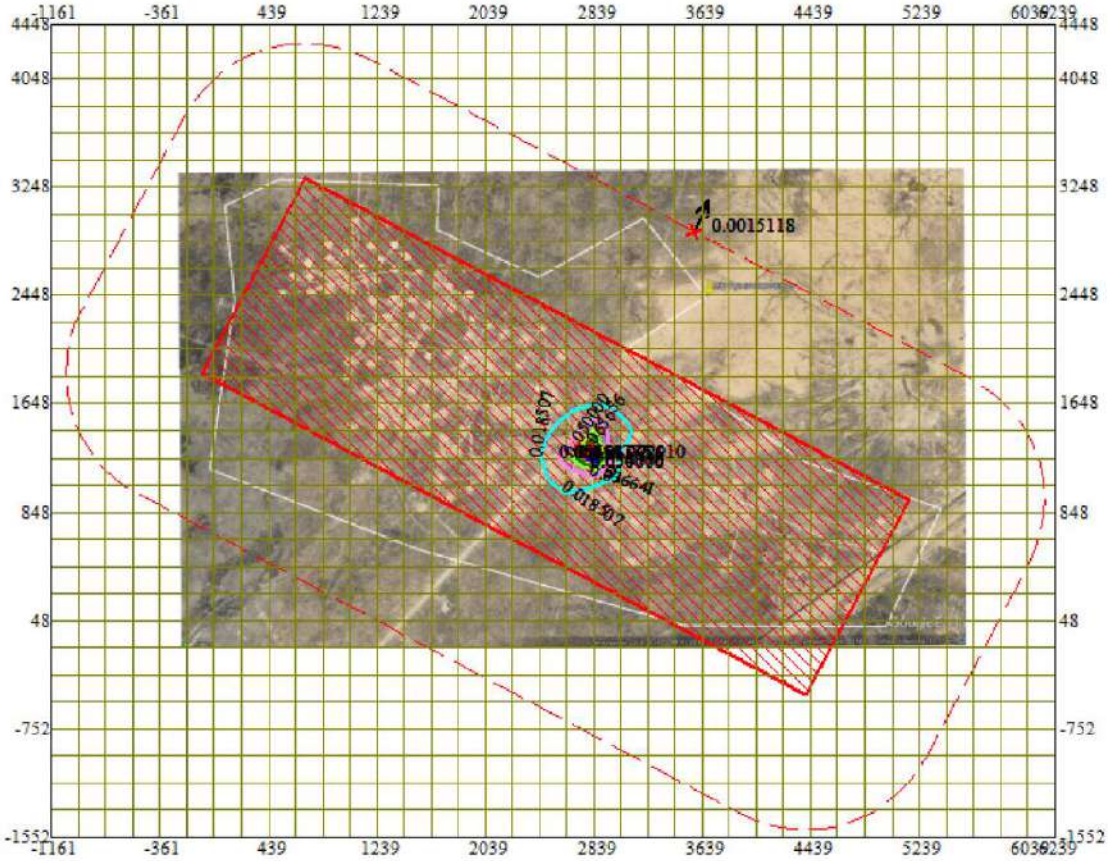
Изолинии в долях ПДК
0.039258 ПДК
0.050000 ПДК
0.077724 ПДК
0.10000 ПДК
0.11619 ПДК
0.13927 ПДК

0 441 1323м.
Масштаб 1:44100

Макс концентрация 0.1546579 ПДК достигается в точке x= 2839 y= 1248
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.



Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

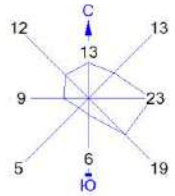


Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

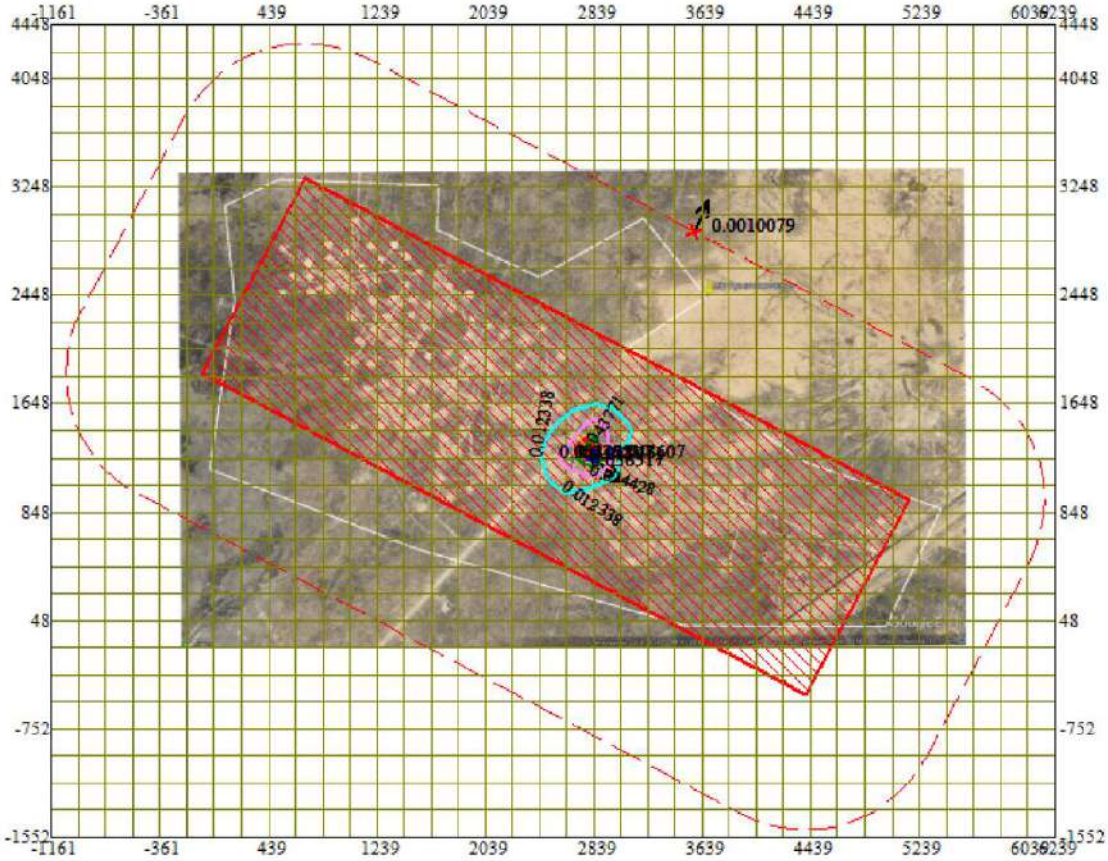
Изолинии в долях ПДК
0.018507 ПДК
0.036641 ПДК
0.050000 ПДК
0.054776 ПДК
0.065656 ПДК

0 441 1323м.
Масштаб 1:44100

Макс концентрация 0.07291 ПДК достигается в точке x= 2839 y= 1248
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.



Город : 025 Арыстановское
Объект : 0001 Доп.№1 к ПР м/р Арыстановское____2 вариант___2027г.__копия__расч.расс. Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)



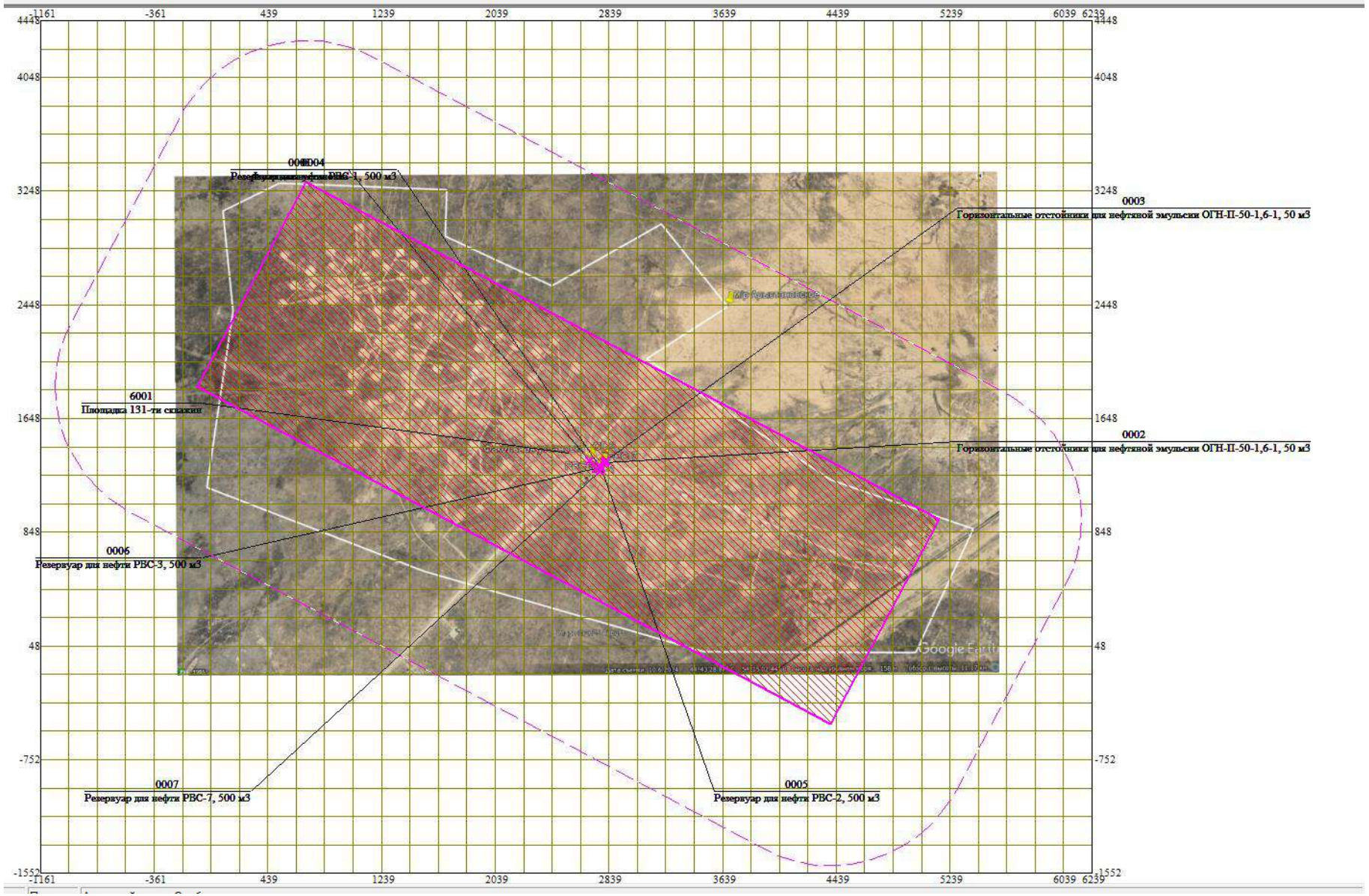
Условные обозначения:
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
0.012338 ПДК
0.024428 ПДК
0.036517 ПДК
0.043771 ПДК

0 441 1323м.
Масштаб 1:44100

Макс концентрация 0.0486067 ПДК достигается в точке x= 2839 y= 1248
При опасном направлении 306° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7400 м, высота 6000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 38*31
Расчёт на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ



ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ на воздействие для объектов I категории по проектам:

РООС к «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское проектной глубиной 3100м и диаметром эксплуатационной колонны 168,3/177,8мм (корректировка)»,

«Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское для ТОО «Кен-Сары на 2025 год»,

«Проекту нормативов допустимых сбросов на 2025 год»

1 - 39

№: KZ64VCZ03784567

Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ
на воздействие для объектов I категории

(наименование оператора)

Товарищество с ограниченной ответственностью "КЕН-САРЫ",130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 17, здание № 39

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 010740000600

Наименование производственного объекта: м/е Арыстановское ТОО "Кен-Сары"

Местонахождение производственного объекта:

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, САЙОТЕС

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, МАНГИСТАУСКИЙ РАЙОН, месторожде

Соблюдать следующие условия

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2025 году 1700,55906 тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн
в 2032 году _____ тонн
в 2033 году _____ тонн
в 2034 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2025 году 1462,39237 тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн
в 2032 году _____ тонн
в 2033 году _____ тонн
в 2034 году _____ тонн

3. Производить накопление отходов в объемах, не превышающих:

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

2 - 39

в 2025 году 33154.83815 тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн
в 2032 году _____ тонн
в 2033 году _____ тонн
в 2034 году _____ тонн

4. Производить захоронение отходов в объемах (при наличии собственного полигона), не превышающих:

в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн
в 2032 году _____ тонн
в 2033 году _____ тонн
в 2034 году _____ тонн

5. Производить размещение серы в открытом виде на серных картах в объемах, не превышающих:

в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн
в 2031 году _____ тонн
в 2032 году _____ тонн
в 2033 году _____ тонн
в 2034 году _____ тонн

6. Не превышать нормативы эмиссий (выбросы, сбросы), лимиты накопления отходов, лимиты захоронения отходов (при наличии собственного полигона), размещение серы в открытом виде на серных картах, установленные в настоящем экологическом разрешении на воздействие для объектов I и II категории (далее – Разрешение для объектов I и II категорий) на основании нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам), представленных в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, программе управления отходами, проекте нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
7. Экологические условия осуществления деятельности согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
8. Выполнять план мероприятий по охране окружающей среды на период действия настоящего Разрешения для объектов I и II категорий, программу производственного экологического контроля, программу управления отходами, требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии).
Срок действия Разрешения для объектов I и II категорий с 01.01.2025 года по 31.12.2025 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I и II категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I и II категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 2 Примечания пункта 3 Заявления на получение экологического разрешения на воздействие для объектов I и II категорий. Разрешение для объектов I и II категорий действительно до изменения применяемых технологий и экологических условий осуществления деятельности, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I и II категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Руководитель департамента** **Джусупкалиев Армат Жалгасб**
подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при нал

Место выдачи: Г.АКТАУ **Дата выдачи:** 18.11.2024 г.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

3 - 39

Приложение 1 к экологическому разрешению на воздействие для объектов I и II категории

Таблица 1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
на 2025 год					
Всего, из них по площадкам:				1700,55905534920	
"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"					
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0215432	0,000229	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0372407	0,000894	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2285764	0,0034294	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния	0,1160278	0,0022048	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2530181	0,0025401	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0409139	0,0003801	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000004	0,000000004	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0004762	0,0001809	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0000628	0,0000328	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтардағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

4 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,5625	0,010125	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0045833	0,0000408	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1362963	0,00304	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,0035965	0,0011945	0
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Уайт-спирит (1294*)	0,3125	0,009225	0
«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»					
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	1,872	0,00071	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Формальдегид	0,008673	0,005663	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Керосин (654*)	0,013338	0,008504	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Метилбензол (349)	4,464	0,001693	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Бенз/а/пирен	0,000000752	0,000000519	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

5 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,864	0,000328	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	6,195339	0,910817	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Взвешенные частицы (116)	0,006	0,000259	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Пыль абразивная (Корунд белый,Монокорунд) (1027*)	0,004	0,000173	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Уайт-спирит (1294*)	0,81	0,024703	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С)	0,32831	0,164949	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,000234	0,00000611	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/(513)	0,000323	0,000008	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,91119	0,47648	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,2915	0,07593	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

6 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,005405	0,008201	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0,000587	0,000891	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,000177	0,000004	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000816	0,001238	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,000001	0,000000866	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	8,982	0,080571	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,17006	0,04207	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3,11142	0,36593	0
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,14436	1,04742	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

7 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское г					
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1,47	0,6888	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,147	0,06888	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,61264	0,287	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	4,8944	0,55328	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,147	0,06888	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6,496	25,228	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0016604	0,00147	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	16,233	63,091	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

8 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3,2466	12,614	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	551,457158	64,230152	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	19,488	75,67	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	25,347	98,378	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,28	0,38878	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,675	1,722	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	4,7768	2,2386	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	9,164204	32,57120818	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

9 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,77938	3,02736	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,77938	3,02736	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0,00224	0,0004298	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Фториды неорганические плохорастворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,0154	0,005544	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	5,026	0,00028	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	13,58	0,00084	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,0632	1,435	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Метилбензол (349)	0,0413	0,00000266	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

10 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,02058	0,00000126	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Бензол (64)	0,06566	0,00000406	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0112	0,0000007	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0035	0,00126	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,007	0,00252	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,06202	0,022344	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1,225	0,574	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04984	0,017962	0
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0042938	0,0015456	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

11 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»					
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,004	0,000097	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,535672	0,509782	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/(513)	0,000138	0,000002	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,000076	0,000001	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,407326	0,082116	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,460997	1,268056	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	4,426774	0,461458	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,225981	0,044885	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	1,091205	0,280175	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,000321	0,000004	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С)	0,27796	0,096001	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталынан тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

12 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Взвешенные частицы (116)	0,006	0,000097	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0,000685	0,000196	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,023752	0,006207	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль абразивная (Корунд белый,Монокорунд) (1027*)	0,004	0,000065	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Уайт-спирит (1294*)	0,81	0,002226	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Керосин (654*)	0,010143	0,001126	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Формальдегид	0,008673	0,005397	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С)	0,230868	0,137347	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Взвешенные частицы (116)	0,006	0,000146	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	0,575614	0,241242	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,000143	0,000002	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	8,982	0,030743	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

13 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,00000035	0,00000011	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000498	0,000157	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Метилбензол (349)	4,464	0,003773	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	1,872	0,001582	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,864	0,00073	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Бенз/а/пирен	0,00000075	0,00000049	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Уайт-спирит (1294*)	0,81	0,001484	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,001121	0,000235	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,468917	0,845371	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	4,426774	0,307639	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,0000008	0,00000016	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Бенз/а/пирен	0,000000752	0,00000033	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

14 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Метилбензол (349)	4,464	0,002516	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	8,982	0,020495	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,000183	0,0000016	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0,00116	0,00023	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,028129	0,005056	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/(513)	0,000334	0,0000029	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,225981	0,029924	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,407326	0,054744	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,549247	0,34007	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	1,872	0,001055	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Формальдегид	0,008673	0,003598	0
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,864	0,000487	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

15 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Керосин (654*)	0,010143	0,001689	0
«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановск					
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,40501	0,19257	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,30805	0,0171	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6,35701	0,17583	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,90334	0,48186	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,55328	0,03129	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	6,035426	0,533767	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Взвешенные частицы (116)	0,006	0,000014	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С)	0,241678	0,098865	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,000234	0,00000389	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль абразивная (Корунд белый,Монокорунд) (1027*)	0,004	0,000009	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұтнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ оформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

16 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,000125	0,000001	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/(513)	0,000228	0,000002	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,005405	0,002982	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0,000587	0,000324	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000816	0,00045	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С)	0,256592	0,056783	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Уайт-спирит (1294*)	0,81	0,008983	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Керосин (654*)	0,013338	0,003092	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,000234	0,000002	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,004	0,000005	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Взвешенные частицы (116)	0,006	0,000008	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	5,670936	0,252545	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

17 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Метилбензол (349)	4,464	0,000615	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	8,982	0,029298	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,000816	0,000000315	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Бенз/а/пирен	0,000000752	0,000000189	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Формальдегид	0,00867	0,00206	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	1,872	0,000258	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,864	0,000119	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,30778	0,02996	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,53643	0,05398	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,90975	0,84344	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6,35061	0,3077	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,41841	0,33818	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге болады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

18 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Марганец и его соединения /в пересчете на марганец (IV) оксид/	0,000587	0,000567	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)	0,005405	0,005219	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/(513)	0,00021	0,000003	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,000115	0,000002	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000816	0,000788	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Формальдегид	0,008673	0,003606	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	1,872	0,000452	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Уайт-спирит (1294*)	0,81	0,01572	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Керосин (654*)	0,013338	0,005412	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,864	0,000208	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	8,982	0,051272	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,000816	0,000000551	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге аласыз.
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. Электронный документ оформлен на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

19 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Бенз/а/пирен	0,000000752	0,000000331	0
2025	«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Метилбензол (349)	4,464	0,001077	0
«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»					
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Метилбензол (349)	2,290437	0,0456866	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,42138233	0,1393297	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)	0,00386	0,000328	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000005105	0,00000835988	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,6249	0,154778	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2,8298190515	4,56724150342	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,571603333	0,6858201	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Фториды неорганические плохо растворимые -	0,003067	0,00126111	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор	0,00114195	0,0004623428	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Взвешенные частицы (116)	0,583917463	0,0584368659	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Эмульсол (смесь: вода - 97.6 %, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2 %, масло минеральное - 2%) (1435*)	0,000008	0,0000002515	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

20 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0000576	0,0000137058	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	15,56503339	12,5360630283	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1,911222221	2,3134544	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,052033334	0,0909486	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,4432593	0,0088266	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Уайт-спирит (1294*)	0,07303341	0,0401378	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,9650252	0,0195	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Медь (II) оксид (в пересчете на медь) (Медь оксид, Меди оксид)	0,0000001083	0,00000000228	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Никель оксид (в пересчете на никель) (420)	0,0000001444	0,00000000304	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,11819166	0,0310572326	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,00497410403	0,00209227309	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Озон (435)	0,0000001535	0,00000000323	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,223189556	0,45352486	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

21 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,3372574684	5,23081134285	0
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,534427667	0,84875252	0
«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»					
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Марганец и его соединения /в пересчете намарганца (IV) оксид/ (327)	0,0027	0,00034	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,05033	0,00453	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,05544	0,00593	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,35733	0,03756	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,00011	0,00001	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Взвешенные частицы (116)	0,00022	0,00002	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0032	0,00022	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	1,22774	0,002287	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,79091	0,05256	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,0012	0,0001	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,000000102	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Метилбензол (349)	0,31367	0,09759	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұтнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

22 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05172	0,00489	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02909	0,00319	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,00047	0,00009	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,33261	0,03408	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02909	0,00187	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05172	0,00292	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,35616	0,02169	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,05544	0,00347	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Метилбензол (349)	0,17222	0,03652	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,000000035	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,32523	0,01916	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,46528	0,02427	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Керосин (654*)	0,01001	0,00061	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,07222	0,01532	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/(10)	0,20657	0,01073	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

23 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Уайт-спирит (1294*)	0,34028	0,00221	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,03294	0,00117	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Марганец и его соединения /в пересчете намарганца (IV) оксид/ (327)	0,00173	0,00009	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00617	0,00037	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,03333	0,00707	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,11675	0,01968	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Метилбензол (349)	0,26522	0,02976	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,77829	0,01478	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,05133	0,00576	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000004	0,00000003	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,24441	0,01874	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,03824	0,00245	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Фториды неорганические плохо растворимые (615)	0,0012	0,00003	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,00047	0,00002	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,00082	0,00008	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

24 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (10)	0,271	0,00841	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0032	0,00036	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	2,20687	0,00185	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,09172	0,01248	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00433	0,00032	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Уайт-спирит (1294*)	0,47733	0,00241	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Керосин (654*)	0,00917	0,00013	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Взвешенные частицы (116)	0,00022	0,00003	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (10)	0,3156	0,02081	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (495*)	2,81354	0,00888	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0,00082	0,00014	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,12079	0,04103	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00617	0,00063	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Уайт-спирит (1294*)	0,41483	0,00819	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Керосин (654*)	0,00992	0,00211	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

25 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,25639	0,02062	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0,00011	0,000004	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02051	0,001621	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,03904	0,003021	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,05033	0,00627	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0032	0,00041	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0,00006	0,000002	0
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Марганец и его соединения /в пересчете намарганца (IV) оксид/ (327)	0,0027	0,00035	0
Месторождение Арыстановское					
2025	Месторождение Арыстановское	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0001458	0,0009	0
2025	Месторождение Арыстановское	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	20,8407077325	360,08903083	0
2025	Месторождение Арыстановское	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00417761	0,039763839	0
2025	Месторождение Арыстановское	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,000642	0,00396	0
2025	Месторождение Арыстановское	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	4,8611127848	34,42478522	0
2025	Месторождение Арыстановское	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	40,2399717978	315,545558783	0
2025	Месторождение Арыстановское	Метан (727*)	6,33901246	191,59799674	0
2025	Месторождение Арыстановское	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	4,5881726452	45,9098325	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

26 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	Месторождение Арыстановское	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	15,2817194674	213,75406581	0
2025	Месторождение Арыстановское	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,0043466	0,009794	0
2025	Месторождение Арыстановское	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,27699	0,59152	0
2025	Месторождение Арыстановское	Азотная кислота (5)	0,0000175	0,00048	0
2025	Месторождение Арыстановское	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,7071042056	5,6353442	0
2025	Месторождение Арыстановское	Серная кислота (517)	0,000038	0,00115	0
2025	Месторождение Арыстановское	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	4,4302979129	80,11876777	0
2025	Месторождение Арыстановское	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0,1368	0,04422	0
2025	Месторождение Арыстановское	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	4,0236599656	25,3773323	0
2025	Месторождение Арыстановское	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0,001488	0,00072242	0
2025	Месторождение Арыстановское	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	0,041526	0,12962	0
2025	Месторождение Арыстановское	Взвешенные частицы (116)	0,00832	0,01952	0
2025	Месторождение Арыстановское	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,0036	0,00473	0
2025	Месторождение Арыстановское	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,010772	0,00179	0
2025	Месторождение Арыстановское	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,072	0,124416	0
2025	Месторождение Арыстановское	Этантиол (668)	0,00000013	0,0000000001	0
2025	Месторождение Арыстановское	Метилбензол (349)	0,137428078	0,23683915	0
2025	Месторождение Арыстановское	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,02749756	0,25657637	0
2025	Месторождение Арыстановское	Бензол (64)	0,15761192	0,35753982	0

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

27 - 39

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2025	Месторождение Арыстановское	Этилбензол (675)	0,003282	0,0010614	0
2025	Месторождение Арыстановское	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00000001	0,00000000001	0
2025	Месторождение Арыстановское	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,157822223	0,9296523	0
2025	Месторождение Арыстановское	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00001595174	0,0001005004	0

Таблица 2

Нормативы сбросов загрязняющих веществ

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
на 2025 год							
Всего:							1462,392368
1							
2025	1	Нефтепродукты	1,484	13	0,1	0,1484	0,0013
2025	1	СПАВ	1,484	13	0,125	0,1855	0,001625
2025	1	Фосфаты	1,484	13	1,038	1,540392	0,013494
2025	1	Железо общее	1,484	13	0,092	0,136528	0,001196
2025	1	ХПК	1,484	13	53,044	78,7173	0,689572
2025	1	БПК	1,484	13	2,67	3,96228	0,03471
2025	1	Нитриты	1,484	13	0,162	0,240408	0,002106
2025	1	Сульфаты	1,484	13	29,45	43,7038	0,38285
2025	1	Сухой остаток	1,484	13	302,825	449,3923	3,936725
2025	1	Взвешенные вещества	1,484	13	2,932	4,351088	0,038116
2025	1	Нитраты	1,484	13	0,445	0,66038	0,005785
2025	1	Азот аммонийный	1,484	13	1,02	1,51368	0,01326
2025	1	Хлориды	1,484	13	147,593	219,028	1,918709
2							
2025	2	Нефтепродукты	1,23	10,8	50	61,5	0,54
2025	2	Нитриты	1,23	10,8	3,3	4,059	0,03564
2025	2	БПК	1,23	10,8	6	7,38	0,0648

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

28 - 39

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
2025	2	Железо общее	1,23	10,8	72,8	89,544	0,78624
2025	2	ХПК	1,23	10,8	30	36,9	0,324
2025	2	Нитраты	1,23	10,8	45	55,35	0,486
2025	2	Сухой остаток	1,23	10,8	1500	1845	16,2
2025	2	Взвешенные вещества (мех.примеси)	1,23	10,8	50	61,5	0,54
2025	2	Сульфаты	1,23	10,8	500	615	5,4
2025	2	Азот аммонийный	1,23	10,8	2	2,46	0,0216
2025	2	Хлориды (хлористые соли)	1,23	10,8	132495,8	162969,834	1430,95464

Таблица 3

Лимиты накопления отходов

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
на 2025 год				
Всего, из них по площадкам:				33154,83815177
"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"				
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0019
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,1
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	1,375
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0254
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	1

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

29 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	"Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское"	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0065
«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»				
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Огарки сварочных электродов (12 01 13)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0132
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Отработанные масла (13 02 05*)	Площадка временного накопления, в металлическом контейнере .	0,822
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	1,5
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,1397
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,762
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Отработанные мысленные фильтры (16 01 07*)	Площадка временного накопления, в металлическом контейнере .	0,0267
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Использованная тара ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,486
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,85
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,3
2025	«Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,625

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

30 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское г				
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Отработанные аккумуляторные батареи (16 06 01*)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях	6,818
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Отработанные ртутьсодержащие лампы (20 01 21*)	Площадка временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп в специально отведенных помещениях, запирающихся на замок-складе.	0,00004617
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления на территории площадки, в металлическом контейнере с закрытой крышкой	1,728
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Буровой шлам (01 05 05*)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере с полузакрытой крышкой объемом 40м3.	5504,2
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Отработанные масла (13 02 05*)	Площадка временного накопления на территории площадки, в металлических бочках с закрытой крышкой, объемом каждой бочки 0.2м3, в количестве бочек достаточном для временногонакопления в пределах лимита накопления.	4,501
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0252
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	24,92
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления металлолома на площадках буровой в металлическом контейнере	154
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Отработанный буровойраствор (01 05 05*)	Площадка временного накопления на площадках буровой, в металлическом контейнере объемом 40м3.	4978,5

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ оформлен на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

31 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»	Отработанные автомобильные шины (16 01 03*)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях	3,626
«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»				
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления на территории площадки, в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,635
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,5
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,3292
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0467
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0026
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,75
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,8
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0017
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,1143
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,3028
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,75
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,55

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұтнұсхасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

32 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Обустройство скважин №№ 204, 319, 332, 422, 427, 433, 434, 438, 439, 510 месторождения Арыстановское»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,5
«Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановск				
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,5
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,3364
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,4125
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,033
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,65
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0048
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0508
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,4004
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0084
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,8
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,85

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

33 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Обустройство скважин №№ 235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления на территории площадки, в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,635
«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»				
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	17,1081
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пищевые отходы (20 01 08)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	9,4256
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Отработанное масло (13 02 08*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	37,5172
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,7278
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,2435
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Использованная тара (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,00082
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	3,5590014
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0001
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пищевые отходы (20 01 08)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	1,276
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Отработанное масло (13 02 08*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0764
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0027
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	2,316
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Использованная тара (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,00307

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтардағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қолтаңба туралы заңдағы» 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электронных документ www.elicense.kz порталында құрылды. Электронных документ тұтынушысы www.elicense.kz порталында тексере алады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

34 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере вобъеме 0.24м3.	2,0062534
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,3747
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Отработанное масло (13 02 08*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	1,1631
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0096173
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Использованная тара (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,00446
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0254
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пищевые отходы (20 01 08)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	3,4404
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	6,2446
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,2235
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Отработанное масло (13 02 08*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,7177
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Использованная тара (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,00026
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0035235
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере	0,1185
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Пищевые отходы (20 01 08)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,738

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тексерілсін www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

35 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	1,3395
«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»				
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Нефтешлам (05 01 03*)	Площадка временного накопления нефтешлама, в металлическом контейнере в объемом 20 м3.	15,565
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,635
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,003
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	1
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0036
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0254
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,5
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0381
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,022
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,25
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0016
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0493
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления на территории площадки, в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0254

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

36 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления металлолома в металлическом контейнере	1
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,0901
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	0,125
2025	«Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях	0,5
Месторождение Арыстановское				
2025	Месторождение Арыстановское	Тара из-под ЛКМ (15 01 10*)	Площадка временного накопления металлических емкостях в металлическом контейнере с закрытой крышкой	0,33
2025	Месторождение Арыстановское	Шлам от КРС (01 0505*)	Площадка временного накопления отработанного бурового раствора на площадках буровой, в металлическом контейнере в объемом 40м3.	7434
2025	Месторождение Арыстановское	Огарки сварочных электродов (12 01 13*)	Площадка временного накопления в сварочномцеху в металлическом контейнере в объеме 0.24м3.	0,0225
2025	Месторождение Арыстановское	Металлолом и металлическая стружка (17 04 07)	Площадка временного накопления металлолома на площадках буровой в металлическом контейнере	26,886
2025	Месторождение Арыстановское	Коммунальные отходы (ТБО, пищевые отходы) (20 03 01)	Площадка временного накопления на площадке возле столовой в металлическом контейнере с закрытой крышкой в объеме 0.75м3.	115,395
2025	Месторождение Арыстановское	Буровые отходы (01 0505*)	Площадка временного накопления бурового шлама на площадках буровой в металлическом контейнере с полузакрытой крышкой объемом 40м3.	14342
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные масла (13 02 05*)	Площадка временного накопления отработанных масел на территориниплощадки, в металлическихбочках с закрытой крышкой, объемом каждой бочки 0.2 м3.	18,8274

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталынан тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

37 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	Месторождение Арыстановское	Промасленная ветошь (15 02 02*)	Площадка временного накопления промасленной ветоши на территории площадки, в металлическом контейнере с закрытой крышкой	1,9802
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные ртутьсодержащие лампы (20 01 21*)	Площадка временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп в специально отведенных помещениях, запирающихся на замок-складе.	0,2418
2025	Месторождение Арыстановское	Использованная тара из-под масел (бочки металлические спрессованные)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере с закрытой крышкой объемом 0.3бм3.	0,2
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанная тара (бочки) (15 01 10*)	Площадка временного накопления тары из-под химреагентов на площадках буровой в металлическом контейнере с закрытой крышкой объемом 0.3бм3.	1,587
2025	Месторождение Арыстановское	Отходы очистных Сооружений (19 08 01)	На площадке КОС	69,78
2025	Месторождение Арыстановское	Строительные отходы (17 09 04*)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях	30
2025	Месторождение Арыстановское	Бракованные остаткихимических реагентов (16 05 06*)	Площадка временного накопления остатков химреагентов на площадках буровой в металлическом контейнере с закрытой крышкой объемом 0.3бм3.	120,866
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные светодиодные лампы (20 01 36)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях, запирающихся на замок-складе.	0,0392
2025	Месторождение Арыстановское	Абразивные шлифовальные диски (12 01 99)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере	0,0083
2025	Месторождение Арыстановское	Медицинские отходы (18 01 04*)	В медпункте в коробке.	0,0127
2025	Месторождение Арыстановское	Нефтешлам (05 01 03*)	Площадка временного накопления в металлическом контейнере объемом 20м3.	137,306
2025	Месторождение Арыстановское	Тара упаковочная (мешки, полиэтилен) (15 01 10*)	Площадка временного накопления на площадках буровой в металлическом контейнере с закрытой крышкой объемом 0.3бм3.	48,1878
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные аккумуляторные батареи (16 06 01*)	Площадка временного Накопления в специально отведенных помещениях	0,891

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге аласыз.
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. Электронный документ оформлен на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

38 - 39

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные автомобильные шины (16 01 03*)	Площадка временного накопления в специально отведенных помещениях	0,8272
2025	Месторождение Арыстановское	Отработанные фильтры (16 01 07*)	Площадка временного накопления в вахтовомпоселке в металлическомконтейнере с закрытой крышкой объемом 0.3бм3.	0,6355

Таблица 4

Лимиты захоронения отходов

Таблица 5

Лимиты размещения серы в открытом виде на серных картах

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылды. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 2 к экологическому разрешению на воздействие для объектов I и II категории

Экологические условия

1. Не превышать установленные настоящим разрешением нормативы эмиссий в окружающую среду, лимиты накопления и захоронения отходов; 2. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля, мониторинга и представлять отчет об их выполнении в соответствии с правилами ; 3. Соблюдать требования Программы управления отходами по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации в соответствии со ст. 335 Кодекса; 4. Соблюдать правила эксплуатации согласно указанным проектным решениям.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ НА 2020 Г. ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ»

А4 Пішін *Формат А4*		*Нысанның БҚСЖ бойынша коды* *Код формы по ОКУД* _____ *ҰЖЖ бойынша ұйым коды* *Код организации по ОКПО* _____
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі *Министерство здравоохранения Республики Казахстан*		*Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрінің 2015 жылғы 30 мамырдағы № 415 бұйрығымен бекітілген № 017 /е нысанды медициналық құжаттама*
Санитариялық-эпидемиологиялық қызметтің мемлекеттік органының атауы *Наименование государственного органа санитарно-эпидемиологической службы* *Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігінің Тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау комитеті Маңғыстау облысының тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау департаменті Республикалық мемлекеттік мекемесі* *Республиканское государственное учреждение " Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Мангистауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства здравоохранения Республики Казахстан"*		*Медицинская документация Форма № 017/у Утверждена приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 30 мая 2015 года № 415*

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ R.05.X.KZ44VBZ00009639
Дата: 21.11.2019 ж. (г.)

1.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)
ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ НА 2020 Г. ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ»
(пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тұрмыстық ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, кешіктердің және т.б. атауы) (полное наименование объекта, отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности,работ, продукции, услуг, транспорт и т.д.)

Жүргізілді (Проведена) ***Заявление от 14.11.2019 17:53:37 № KZ37RLS00015086***
өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарды және басқа да түрде (күні, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата,номер)

2.Тапсырыс (өтініш) берушi (Заказчик)(заявитель) ***Товарищество с ограниченной ответственностью КЕН-САРЫ"Мангистауская область, Мангистауский район***
Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, әкесінің аты, қолы.
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)
добыча углеводородного сырья
сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4.Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ***ТОО «Titeco», Государственная лицензия №01479Р от 09.07.2012г.***

5.Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) ***1. заявление 2. проектная документация***

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) ***нет необходимости***

7.Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертноезаключение других организации если имеются)
не представлен
Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8.Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Арыстановское на 2020 г. для ТОО «Кен-Сары» представлен повторно.
Ранее было выдано санитарно-эпидемиологическое заключение №R.05.X.KZ54VBZ00008780 от 06.11.2019 г. с замечаниями.
Дано пояснение по справке фоновых концентрации загрязняющих веществ, исправлен список литературы, использованных при разработке проектной документации.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құж

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) ***приведены в проекте***

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)
не представлены

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (ПДВ) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ НА 2020 Г. ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ»
(нысанның, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керек-жарақ) пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года « О здоровье народа и системе здравоохранения»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года № 168; Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан № 237от 20.03.2015 года;

Санитариялық ережелер мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай немесе сай еместігін көрсетіңіз (соответствует или не соответствует)
сай (соответствует)
(нужное подчеркнуть) (указать)

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрде күші бар На основании Кодекса Республики Казахстан 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV ЗРК настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігінің Тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау комитеті Маңғыстау облысының тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі
3Б шағын ауданы, № 46 үй
Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)
Республиканское государственное учреждение "Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Мангистауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства здравоохранения Республики Казахстан"
микрорайон 3Б, дом № 46
(Главный государственный санитарный врач (заместитель))
Сыдыманов Ергали Жаксыбекулы
тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құж

ПРИЛОЖЕНИЕ 7 – КОПИЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ СЭС НА «ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ОТВОДИМЫХ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ» НА 2020-2022 ГГ.»

А4 Пішін *Формат А4*		*Нысанның БҚСЖ бойынша коды* *Код формы по ОКУД* _____ *КҰЖЖ бойынша ұйым коды* *Код организации по ОКПО* _____
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі *Министерство здравоохранения Республики Казахстан*		*Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрінің 2015 жылғы 30 мамырдағы № 415 бұйрығымен бекітілген № 017 /е нысанды медициналық құжаттама*
Санитариялық-эпидемиологиялық қызметтің мемлекеттік органының атауы *Наименование государственного органа санитарно-эпидемиологической службы* *Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігінің Тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау комитеті Маңғыстау облысының тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау департаменті Республикалық мемлекеттік мекемесі* *Республиканское государственное учреждение " Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Мангистауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства здравоохранения Республики Казахстан"*		*Медицинская документация Форма № 017/у Утверждена приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 30 мая 2015 года № 415*

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ R.05.X.KZ72VBZ00008941
Дата: 08.11.2019 ж. (г.)

1.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)
П Р О Е К Т НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ОТВОДИМЫХ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ» НА 2020-2022 ГГ.
(пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, өндірістік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, кешіктердің және т.б. атауы) (полное наименование объекта, отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности,работ, продукции, услуг, транспорт и т.д.)

Жүргізілді (Проведена) ***Заявление от 29.10.2019 13:18:36 № KZ25RLS00013847***
өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарды және басқа да түрде (күні, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата,номер)

2.Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) ***Товарищество с ограниченной ответственностью КЕН-САРЫ,"Мангистауская область, Мангистауский район***
Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, әкесінің аты, қолы.
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)
добыча углеводородного сырья
сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4.Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ***ТОО ТПТЕСО,"ГЛ 01479Р от 09.07.2012г.***

5.Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) ***1.заявление 2.проектная документация***

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) ***нет необходимости***

7.Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертноезаключение других организации если имеются)
не представлено
Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8.Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами на поля испарения ТОО «КЕН-САРЫ» разработан сроком с 01.01.2020г. по 31.12.2023 г.
Основные направления деятельности ТОО «КЕН-САРЫ» - добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока XXXIII-16-D (частично), E (частично) Мангистауской области Республики Казахстан. Контрактная территория в административном отношении расположена в Мангистауско районе Мангистауской области Республики Казахстан, в 100 км к юго-западу от районного центра Бейнеу и в 280 км к северо-востоку от города Актау. Обзорная карта расположения месторождения Арыстановское ТОО «КЕН-САРЫ» приведена на рис.1.1.
Климатическая характеристика района размещения предприятия приведена в разделе 1.2.
Гидрогеологическая характеристика месторождения приведена в разделе 1.3
Поверхностные и подземные воды в разделе 1.4
Характеристика предприятия как источника загрязнения водных объектов.
Нефтепромысел.
На территории месторождения «Арыстановское» находится 74 скважин. Технология сбора, подготовки и транспорта нефти осуществляется по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - групповые замерные установки - нефтесборный коллектор - УПН - товарный нефтепровод ПСН - резервуарный парк - коммерческий узел учёта нефти. Подготовленная товарная нефть будет сдаваться в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км нефтепровода «Узень-Самара»).
Нефтепровод
Нефтепровод служит для транспорта нефти от УПН месторождения Арыстановское до Пункта сдачи нефти. Система транспорта нефти состоит из: площадки насосов перекачки на территории УПН; нефтепровода, общей протяжённостью - 5,27 км, условным диаметром 200 мм; узла аварийного отключения.
Нефтепровод выполнен в подземном исполнении. Глубина заложения - 1,5 м до верха трубы.
Пункт сдачи нефти
Пункт сдачи нефти (ПСН) служит для хранения и транспорта нефти в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау-Самара» АО «КазТрансОйл. ПСН обеспечивает следующие основные технологические процессы:
- накопление товарной нефти в резервуарном парке ёмкостью 10000 м3 (3 резервуара типа РВС-2000 м3 каждый I очереди строительства и 2 резервуара типа РВС-2000 м3 каждый II очереди строительства);
- подогрев нефти;
- внутрипарковая циркуляция для поддержания температуры нефти в резервуарах, а также опорожнения аварийного резервуара;
- перекачку нефти от ПСН до магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара»;
- измерение количества и качества нефти на Коммерческом узле учета нефти (КУУН).
Газопровод
Объекты газопровода были построены на основании проекта «Система сбора и транспорта газа месторождения Арыстановское». Проект предусматривает сбор, подготовку и компремирование попутного газа для дальнейшей транспортировки газа в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» компании «Интергаз Центральная Азия», подача топливного газа на собственные нужды - обеспечение топливным газом печей подогрева нефти и привода компрессоров. Технологическая схема размещения оборудования обеспечивает полную герметичность процесса сбора и транспорта газа, а также безопасность отключения аппаратуры и трубопроводов при проведении ремонтно-профилактических работ. Газ продувки оборудования и трубопроводов перед ремонтом и после ремонта направляется на свечу.
План-схема обустройства установки подготовки газа. Компрессорная станция представлена на рис. 2.1.1-1.
Установка подготовки нефти.
Предварительно подготовленная нефть с групповых замерных установок (ГЗУ), а также нефтяная эмульсия с добывающих скважин (около 30% от валового объема) по внутрипромысловым нефтепроводам поступает на установку подготовки нефти (УПН) для прохождения полного цикла товарной подготовки (дегазации, деэмульсации, обессоливания и т.д.). После подготовки очищенная нефть поступает в резервуары временного хранения для дальнейшей транспортировки на станцию приема группового нефтепровода Каламкас-Актау- Узень-Самара.
Установка подготовки газа (УПГ)
В данном проекте приняты следующие технические решения:
- газоснабжение потребителей товарным газом; получение широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ); отгрузка ШФЛУ в а/цистерны;
- утилизация нефтяного газа использованием его на собственные нужды - в печах подогрева жидкости, для питания газовых двигателей компрессоров.
Для выполнения вышеперечисленных технических решений запроектирована блочно- комплектная Установка подготовки газа и склад ШФЛУ с узлом налива в автоцистерны.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құ

Газопоршневая электростанция (ГПЭС)

Для выработки электроэнергии используются 7 газогенераторных установок марки Caterpillar SR5, из них 6 установки (№1…№6), работают круглогодично (365 дней в году) и 1 (№7) установка находиться в качестве резервного. Планируемая нагрузка на электрические генераторы будет находиться в пределах 75% от полной электрической мощности, что соответствует потреблению топливного газа 232 м3/час.

Вахтовый поселок

Вахтовый поселок подразделяется на следующие зоны: жилищно-бытовую и вспомогательную. Жилищно-бытовая зона включает в себя жилые и офисные помещения для проживания и отдыха сотрудников ТОО «КЕН-САРЫ», обслуживающих промысел и производственные объекты месторождения.

В зону вспомогательных сооружений входят объекты электроснабжения, связи, пожаротушения, водоснабжения, канализации, ремонтная мастерская, стоянка для автомобилей, склады, топливозаправочная.

На территории вахтового поселка расположены следующие здания и сооружения: жилой комплекс; склад продуктов; дизельная электростанция (ДЭС); резервуар противопожарной воды V=50 м3 - 3 шт.; насосная станция водоснабжения и пожаротушения; резервуар хозбытовой воды V=50 м3; блок очистки бытовых сточных вод; канализационная насосная станция; дренажная емкость для бытовых стоков V= 25 м3; поля испарения; КПП; здание телекоммуникаций.

На территории также расположены следующие производственные помещения: гараж на 3 автомобиля; стоянка на 10 автомобилей; ремонтная мастерская; материальный склад;
операторная; надземный резервуар дизтоплива V=100 м3 - 2 шт.; надземный резервуар бензина V=10 м3; надземный резервуар керосина V=10 м3; трубная площадка - 1 шт.; сливной колодец для топлива; уборная на 2 очка.

Водоснабжение вахтового поселка и производственных помещений осуществляется от существующего водовода (Бейнеу-Узень) диаметром 700 мм. Давление в точке подключения составляет 30 бар. Для снижения давления в точке подключения устанавливается узел редуцирования. Трасса водовода предусмотрена из полиэтиленовых труб диаметром 150 мм.

Очистные сооружения БЛОС-50

Очистные сооружения хоз-бытовых сточных вод «БЛОС-50» производительностью 50м3/сут, предназначены для биологической очистки бытовых сточных вод и близких к ним по составу и представляют собой компактный моноблок, состоящий из модуля полной заводской готовности. Изготовителем очистных сооружений хоз-бытовых сточных вод является ООО «Экологический центр водных строительных технологий», г. Оренбург.

Установка обеспечивает очистку бытовых сточных вод до показателей, соответствующих ПДК сброса в водоемы рыбохозяйственного назначения. Технология очистки воды основана на биологическом удалении из сточных вод органических соединений и биологических элементов (азота и фосфора). Технология биологической очистки, реализована с использованием пластиковых бионосителей. Используемая технология компактна по сравнению с подобными биологическими процессами, требует невысоких затрат и практична в эксплуатации.

Поля испарения

Поля испарения представляют собой искусственно созданный водоем и состоят из одной секции прямоугольной формы с размерами по дну 65,0х32,5м, по верху 79,0х46,5м, с откосами 7,0м. Высота слоя налива принята 1,25м. минимальная высота обвалования 1,75м. рабочий объем полей испарения составляет 6428м3.

Противофильтрационный экран представляет собой: Уплотненный грунт основания, 1,67т/м3;
Подстилающий слой из местного песчаного грунта - 150мм; Пленка полиэтиленовая по ГОСТ 10354-85 в 3 слоя, толщиной 1,2мм; Защитный слой из местного песчаного грунта - 500мм.

Согласно Санитарным правилам № 237 от 20 марта 2015 года «Санитарно- эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» граница санитарно-защитной зоны для полей фильтрации, принимающих до 50 м3/сут очищенных стоков, составляет 200 м.

Полигон промышленных и бытовых отходов

ТОО «Кен-Сары» имеет собственный полигон промышленных отходов. Полигон находится на территории месторождения Арыстановское Мангистауского района, Мангистауской области. Площадь земельного отвода полигона составляет - 20387,1 м2. Основное назначение полигона - сбор и складирование отходов бурения (жидкая и твердая фракция) нефтешлама, шлама КРС, замазученного грунта. Полигон введен в эксплуатацию в 2007 году.

Полигон представляет собой площадку прямоугольной формы размером 130х206,4м (по периметру ограждения) на которой размещены:

- карты для отходов бурения (твердая фракция) - 2 шт;
- карта для сбора жидкой фазы отходов бурения - 1 шт;
- карта для сбора замазученного грунта - 1шт;

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

- пруд испаритель -1шт;
- ванна для дезинфекции колес автотранспорта;
- ограждение;
- наблюдательные скважины.

Для осуществления мониторинга за грунтовыми водами на полигоне имеются наблюдательные скважины в количестве 4-х единиц, глубиной по 8 метров. Скважины расположены за пределами ограждения.

ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Водоснабжение объектов ТОО «КЕН-САРЫ»

Для объектов ТОО «КЕН-САРЫ» на месторождении Арыстановское источником водоснабжения является волжская вода, поставляемая по договору с ТОО «Магистральный Водовод» по отпуску технической воды с водовода «Астрахань-Мангышлак» Ду 1000 на 774 км.

Волжская вода на вахтовый поселок подается по водопроводу диаметром 150 мм от узла учета воды на ответвлении от магистрального существующего водовода диаметром 1020 мм (Астрахань-Мангышлак).

С 2013 года на месторождении предусмотрена эксплуатация фильтрационной установки водоподготовки «СОКОЛ-Ф(С)-10» производительностью 10 м3/час, которая будет доводить качество (волжской) воды до питьевого состояния. Фильтрационная установка водоподготовки «СОКОЛ-Ф(С)-10» предназначена:

- для очистки водопроводной воды от механических примесей, мутности, взвешенных частиц;
- для очистки воды от железа, ржавчины, цветности, запаха, привкусов.

Установка работает в автоматическом режиме, периодически необходимо осуществлять осмотр и техническое обслуживание технологического оборудования. Оборудование установки монтируется на ровный пол в теплом помещении, согласно габаритного чертежа. Технические характеристики установки представлены в таблице 3.1-1.

Параметры качества Волжской воды представлены в таблице 3.1-2.

Результаты санитарно-микробиологического исследования волжской воды приведены в таблице 3.1-2.

Качество волжской воды по результатам санитарно- микробиологического исследования, соответствует требованиям СППР «Санитарно- эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно- питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16.03.2015.

На данный момент для питьевых нужд, а также для приготовления пищи в столовой доставляется автотранспортом бутилированная вода питьевого качества на договорной основе.

Нефтепромысел

При эксплуатации объектов нефтепровода согласно рабочему проекту водоснабжение технической водой предусматривается от вахтового поселка. Вода на технические нужды и на пожаротушение будет завозиться автоцистернами.

Пожаротушение объектов нефтепровода осуществляется передвижными пожарными средствами и стационарными первичными противопожарными средствами. Обеспечивается водяное и пенное пожаротушение.

Установка подготовки нефти (УПН)

В соответствии с рабочим проектом для обеспечения площадки УПН водой на хозяйственно-питьевые и производственные нужды построен водовод общего назначения на площадку УПН из полиэтиленовых труб ø160х14,6 мм общей длиной 5 592 м. Для определения объемов потребляемой воды далее после отключающего затвора предусмотрен узел учета расхода воды с турбинным водомером марки МЕТЕР ВТ-Х диаметром 100 мм.

На территории УПН предусмотрены следующие системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевой водопровод;
- производственный водопровод;
- противопожарный водопровод.

Балансовая схема водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на УПН представлена на рисунке 3.1.2-1. Расчет водопотребления и водоотведения на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на УПН представлен в таблице 3.1.2-1.

Пункт сбора нефти (ПСН)

Источником водоснабжения на ПСН является привозная вода, которая используется для хозяйственно-бытовых и пожарных нужд. Забор воды осуществляется из сети месторождения «Арыстановское», который питается от водопровода волжской воды. Обеспечение питьевой водой обслуживающего персонала ПСН осуществляется привозной бутиллированной водой из вахтового поселка. Снабжение технической водой предусматривается от станции водоподготовки, запроектированной в составе Вахтового поселка. Вода на технические нужды и на пожаротушение будет завозится автоцистернами.

Установка подготовки газа (УПГ)

Источником водоснабжения площадки УПГ в соответствии с техническими условиями, служит существующий водовод волжской воды «Вахтовый поселок - УПН» проложенный вдоль главной дороги. Точкой подключения является действующий колодец №8 на территории УПН. Протяженность

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

проектируемого водопровода 350 м. Для удовлетворения питьевых нужд персонала, находящегося на производственных площадках, вода будет поставляться в бутылках на договорной основе от завода по приготовлению питьевой воды. В соответствии с расчётом общий объём воды, используемой на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды обслуживающего персонала УПГ, составит на 2020 - 2022 гг - 1,702 м3/сут, 621,23 м3/год.

Водоотведение объектов ТОО «КЕН-САРЫ»

Образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды на территории УПН, ПСН, УПГ, ГПЭС из септика откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом для очистки на очистные сооружения вахтового поселка.

Хозяйственно-бытовые сточные воды самотечной сетью канализации от вахтового посёлка ТОО «КЕН-САРЫ» отводятся в приемный резервуар КНС и откачиваются на комплекс биологической очистки БЛОС-50 производительностью 50м3/сут. Далее очищенные сточные воды самотеком отводятся на поля испарения.

Канализационная насосная станция

Канализационная насосная станция (КНС) предназначена для перекачки хозяйственно- бытовых и близких к ним по составу сточных вод на очистную установку биологической очистки хозбытовых сточных вод.

КНС состоит из двух основных частей: надземной - утепленное и обогреваемое здание и подземной - металлическая емкость приема сточной воды с установленными в ней погружными насосами. Завод изготовитель: Некоммерческое партнерство «Компания «ЭКОС».

Автоматика КНС предусматривает включение резервного насоса, в случае выхода из строя рабочего, а также при поступлении в КНС расхода больше расчетного. Приемный резервуар оснащен люком и лестницей для возможности обслуживания.

В 2020 - 2022 годах на территории вахтового поселка будут эксплуатироваться блочные локальные очистные сооружения серии «БЛОС-50» производительностью 50 м3/сут.

Очистные сооружения хоз-бытовых сточных вод «БЛОС-50» производительностью 50м3/сут, предназначены для биологической очистки бытовых сточных вод и близких к ним по составу и представляют собой компактный моноблок, состоящий из модуля полной заводской готовности.

Очистные сооружения расположены на расстоянии 170 м от вахтового поселка в пределах санитарно-защитной зоны в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно- эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», Утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан № 237 от 20 марта 2015 года.

Основные проектные показатели сточной воды до и после очистки представлены в таблице 3.2.6 -1.

Результаты анализов хозяйственно бытовых сточных вод до очистки на очистных сооружениях и после очистки (на сбросе на поля испарения) представлены в таблице 3.2.6 -3.

В соответствии с расчетом водопотребления и водоотведения на очистные сооружения будут подаваться хозяйственно-бытовые сточные воды в количестве:

На 2020 - 2022 годы - 49,07 м3/сут или 17910,55 м3/год, в том числе:

- от вахтового поселка - 45,3 м3/сут, 16534,5 м3/год;
- от объектов нефтепровода - 0,148м3/сут, 54,02м3/год;
- от УПН - 1,15 м3/сут, 419,75 м3/год;
- от ПСН - 0,59м3/сут, 215,35м3/год;
- от УПГ - 1,702м3/сут, 621,23м3/год;
- от ГПС - 0,18м3/сут, 65,7м3/год

КОНТРОЛЬ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕМ ПОДЗЕМНЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД

Специфика производственной деятельности на месторождении предусматривает загрязнение подземных вод нефтью и нефтепродуктами, а также их производными при химических реакциях: фенолы, соли аммония, железо, тяжелые металлы и их соли. Склады (полигоны) токсичных отходов, очистные сооружения могут загрязнять подземные воды тяжелыми металлами (цинк, медь, никель, кадмий, ртуть, свинец, и т.д. и элементами радиоактивного полураспада (торий, цезий, калий-40, уран).

Полный химический анализ предусматривает определение следующих компонентов:

- сухой остаток или общая минерализация;
- хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты, нитриты, нитраты, фториды;
- натрий, калий, кальций, магний, аммоний, железо общее;
- сероводород, углекислота, взвешенные вещества;

окисляемость подземных вод, водородный показатель (pH), содержание кремнезема, электропроводность, содержание кремнезема.

Методика ведения мониторинга подземных вод предусматривает:

- обследование территории промысла - 1 раз в квартал;
- замеры уровня и температуры подземных вод - 1 раз в квартал;
- контроль за глубинами скважин - 1 раз в квартал;
- прокачка скважин и отбор проб воды - 1 раз в квартал;

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

- лабораторные исследования отобранных проб - 1 раз в квартал;
- интерпретация полученных данных и написание отчета - 1 раз в квартал.

Подземные воды

В соответствии с Программой ПЭК выполнен отбор проб для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты:

- pH, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (HCO3, Cl, SO4, Na+K, Ca, Mg);
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы, СПАВ;
- фосфаты, ХПК, БПК;
- соли тяжелых металлов;
- радионуклиды.

Сточные воды

Перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в соответствие с ПДС: pH, взвешенные вещества, сухой остаток, сульфаты, хлориды, азот аммонийный, нитраты, нитриты, фосфаты, нефтепродукты, СПАВ, железо общее, ХПК, БПК.

Результаты анализа сточных вод ТОО «Кен-Сары» за 3 квартал 2019 года представлены в таблице 5.1.2-1.

Производственный мониторинг за состоянием сточных вод должен проводиться в соответствии с Графиком контроля за соблюдением нормативов ПДС для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2020-2022 гг., представленным в Разделе 10 настоящего проекта.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СБРОСОВ

В проекте приведены мероприятия, предотвращающие воздействие сточных вод на окружающую среду.

КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДС

График контроля за соблюдением нормативов ПДС для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2020-2022 гг. представлен в таблице 9.1-1.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) ***приведены в проекте***

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)
не представлены

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

П Р О Е К Т НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (ПДС) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ , ОТВОДИМЫХ СО СТОЧНЫМИ ВОДАМИ НА ПОЛЯ ИСПАРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ ДЛЯ ТОО «КЕН-САРЫ» НА 2020-2022 ГГ.
(нысанның, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керек-жарақ) пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов,"утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

Санитариялық ережелер мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай немесе сай еместігін көрсетіңіз (соответствует или не соответствует)
сай (соответствует)
(керекше подчеркнуть) (указать)

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрде күші бар На основании Кодекса Республики Казахстан 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV ЗРК настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігінің Тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау комитеті Маңғыстау облысының тауарлар мен көрсетілетін қызметтердің сапасы мен қауіпсіздігін бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі
3Б шағын ауданы, № 46 үй
Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)
Республиканское государственное учреждение "Департамент контроля качества и безопасности товаров и услуг Мангистауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства здравоохранения Республики Казахстан"
микрорайон 3Б, дом № 46
(Главный государственный санитарный врач (заместитель))
Сыдыманов Ергали Жаксыбекулы
тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

ПРИЛОЖЕНИЕ 8 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УСЛУГ ПО ПОДАЧЕ ВОДЫ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ И (ИЛИ) КАНАЛАМ С ТОО «МАГИСТРАЛЬНЫЙ ВОДОВОД»

Кен-Сары
Рег. № 6876

Суды магистральдық құбыржолдар және (немесе) арналар арқылы беру қызметін ұсыну туралы № WDW 07/2025 шарт	**Договор №WDW 07/2025 на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам и (или) каналам**
Атырау қ. 2024ж. «25» 11	г. Атырау «25» 11 2024г.
Бұдан әрі «Жеткізуші» деп аталатын магистральдық құбыржолдар және (немесе) арналар арқылы су беру қызметін (бұдан әрі - Көрсетілетін қызметтер) ұсынатын «Магистральдық Суағызғысы» Жауапкершілігі шектеулі серіктестігі (БСН 171240027113) атынан бас директор Еркин Багитжанович Танкибаев Жарғы негізінде әрекет ететін бір тараптан және бұдан әрі «Тұтынушы» деп аталатын «КЕН-САРЫ» Жауапкершілігі шектеулі серіктестігі (БСН 010740000600) атынан жарғы негізінде іс-әрекет жасайтын бас директоры Kim Jin Jung (Ким Джин Джанг), екінші тараптан, бұдан әрі «Тараптар» деп аталып, төмендегілер туралы осы шартты (бұдан әрі - Шарт) жасады.	Товарищество с ограниченной ответственностью «Магистральный Водовод» БИН (171240027113), предоставляющий услуги по подаче воды по магистральным трубопроводам и (или) каналам (далее - Услуги), именуемый в дальнейшем «Поставщик», в лице генерального директора Танкибаева Еркина Багитжановича, действующего на основании Устава, с одной стороны и Товарищество с ограниченной ответственностью «КЕН-САРЫ» (БИН 010740000600), именуемый в дальнейшем «Потребитель», в лице генерального директора Kim Jin Jung (Ким Джин Джанг), действующего на основании устава, с другой стороны, именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий Договор (далее - Договор) о нижеследующем:
1-тарау. Шартта қолданылатын негізгі ұғымдар	**Глава 1. Основные понятия, используемые в Договоре**
1. Шартта мынадай негізгі ұғымдар қолданылады: есепке алу аспабы - нормаланған метрологиялық сипаттамалары бар, белгілі бір уақыт аралығы ішінде физикалық шама бірлігін өндіретін және сақтайтын, «Өлшеу бірлігін қамтамасыз ету туралы» 2000 жылғы 07 маусымдағы Қазақстан Республикасының Заңында белгіленген тәртіппен коммерциялық есепке алу үшін қолдануға рұқсат етілген су көлемін өлшеуге арналған техникалық құрал; есепке алу аспаптарын тексеру – есепке алу аспаптарының жай-күйін тексеру, техникалық талаптарға сай келуін анықтау және растау, олардың көрсеткіштерін жазып алу, сондай-ақ пломбылардың бар-жоғы мен бұзылмағандығын растау мақсатында Жеткізуші өкілі орындайтын операциялар жиынтығы; есеп айырысу кезеңі – Тұтынушы Шартта көрсетілетін қызмет үшін есеп айырысу жүргізетін, айдың бірінші күні сағат 00:00-ден бастап соңғы күні сағат 24:00-ге дейінгі күнтізбелік бір айға тең уақыт кезеңі болып белгіленген кезең; магистральдық құбыржол және (немесе) арна – суды бастағаннан су таратқыштарға дейін (суды магистральдық құбыржолдан және (немесе) арнадан су пайдаланушылар топтарына жеткізгілерге) жеткізуге арналған гидротехникалық құрылыстар кешені;	1. В Договоре используются следующие основные понятия: прибор учета - техническое средство, предназначенное для измерения объема воды, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и хранящее единицу физической величины в течение определенного интервала времени, и разрешенное к применению для коммерческого учета в порядке, установленном Законом Республики Казахстан от 7 июня 2000 года «Об обеспечении единства измерений»; проверка приборов учета - совокупность операций, выполняемых представителем Поставщика с целью обследования состояния приборов учета, определения и подтверждения соответствия техническим требованиям, снятия их показаний, а также наличия и целостности пломб; расчетный период - период, определенный в Договоре как период времени, равный одному календарному месяцу с 00:00 часов первого дня до 24:00 часов последнего дня месяца, за который производится расчет Потребителем за услугу; магистральный трубопровод и (или) канал - комплекс гидротехнических сооружений, предназначенный для подвода воды от водозабора до распределителей (подводам воды от магистрального трубопровода и (или) канала к группам водопользователей);

пайдалану жауапкершілігін бөлу шекарасы – Тараптардың келісімімен белгіленетін жүйелердің элементтерін пайдалану міндеттерінің (жауапкершіліктің) белгілері бойынша магистральдық құбыржолдың және (немесе) арна жүйесінің элементтерін бөлу сызығы. Мұндай келісім болмаған кезде, пайдалану жауапкершілігінің шекарасы баланстық тиістілік шекарасы бойынша белгіленеді; су берудің жылдық кезеңі – 12 есеп айырысу кезеңінен тұратын, ұзақтығы күнтізбелік бір жыл су беру; судың ең аз айлық көлемі – Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын №1 қосымшамен көзделген судың айлық көлемдері; судың ең аз жылдық көлемі – су берудің жылдық кезеңі ішінде Тұтынушының қабылдауы үшін міндетті, Тараптар Шарттың 2-тармағына сәйкес магистральдық құбыр жолдары және (немесе) арна арқылы су беру үшін қарастыра алатын су көлемі; баланстық тиістілікті бөлу шекарасы - магистральдық құбыржолдың және (немесе) арна жүйелерінің элементтерін иелері арасында меншік, шаруашылық жүргізу немесе жедел басқару белгілері бойынша бөлу сызығы; толық қабылданбаған су көлемі – судың ең аз айлық көлемі мен Тұтынушы нақты қабылдаған су көлемі арасындағы айырма; толық мәлімделмеген су көлемі – судың ең аз айлық көлемі мен Тұтынушы есепті есеп айырысу кезеңіне мәлімдеген су көлемі арасындағы айырма; төлем құжаты – осының негізінде ақы төленетін Жеткізушінің құжаты (есепке алу аспаптары көрсеткіштерінің негізінде жасалған шот, шот-фактура, хабарлама, түбіртек, ескерту шоты); тұтынушы – табиғи монополия субъектілерінің реттеліп көрсетілетін қызметін (тауарларын, жұмыстарын) пайдаланатын немесе пайдалану ниеті бар жеке немесе заңды тұлға; уәкілетті органның ведомствосы – тиісті табиғи монополия салаларында басшылықты жүзеге асыратын мемлекеттік орган ведомствосы. Осы Шартта пайдаланылатын өзге де ұғымдар мен терминдер 2003 жылғы 09 шілдедегі Қазақстан Республикасының Су кодексіне және Қазақстан Республикасының табиғи монополиялар туралы заңнамасына сәйкес қолданылады.	граница раздела эксплуатационной ответственности - линия раздела элементов системы магистрального трубопровода и (или) канала по признаку обязанностей (ответственности) за эксплуатацию элементов систем, устанавливаемая соглашением Сторон. При отсутствии такого соглашения граница ЖШС бас директоры/ ректор ТОО «Магистральный Водовод» надлежности; годовой период подачи воды - подача воды длительностью один календарный год, включающий 12 расчетных периодов; минимальный месячный объем воды - месячные объемы воды, предусмотренные приложением № 1 являющегося неотъемлемой частью Договора; минимальный годовой объем воды - объем воды, который Стороны могут предусмотреть для подачи воды по магистральному трубопроводу и (или) каналу согласно пункту 2 Договора, обязательный для приема Потребителем в течение годового периода подачи воды; граница раздела балансовой принадлежности - линия раздела элементов системы магистрального трубопровода и (или) канала между владельцами по признаку собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления; недопринятый объем воды - разница между минимальным месячным объемом воды и фактически принятым Потребителем объемом воды; недозаявленный объем воды - разница между минимальным месячным объемом воды и заявленным Потребителем объемом воды на отчетный расчетный период; платежный документ - документ (счет, счет-фактура, извещение, квитанция, счет-предупреждение, составленное на основании показаний приборов учета) Поставщика, на основании которого производится оплата; потребитель - физическое или юридическое лицо, пользующееся или намеревающееся пользоваться регулируемыми услугами (товарами, работами) субъектов естественной монополии; ведомство уполномоченного органа - ведомство государственного органа, осуществляющего руководство в соответствующих сферах естественных монополий; Иные понятия и термины, используемые в настоящем Договоре, применяются в соответствии с Водным Кодексом Республики Казахстан от 9 июля 2003 года и законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях.

2-тарау. Шарттың мәні

2. Шарт талаптарына сәйкес Жеткізуші Тұтынушыға, осы Шарттың ажырамас бөлігі болып табылатын №1 қосымшаға сәйкес айларға бөліп, «Астрахань-Маңғышлақ» магистральдық құбыры бойынша сапасына қойылатын келесі талаптарға сай келетін және төменде келтірілген көлемдерде су беру қызметін көрсетуге міндеттенеді:

Жыл	Магистральдық құбыржолдың және (немесе) арнаның атауы	Судың сапасы (судың атауы көрсет: техникалық немесе ауыз су)	көлемі, $м^3$
2025	«Астрахань - Маңғышлақ»	техникалық	80 000

3-тарау. Қызмет көрсету шарттары

3. Тұтынушыға қызмет көрсету «Астрахань - Маңғышлақ» магистральдық құбыры бойынша 774 км-де жүргізіледі.

4. Шарт Тұтынушымен оның магистральдық құбыржолдар және (немесе) арна жүйелеріне қосылған қажетті жабдықтары болған кезде жеке тәртіппен жасалады.

5. Есепке алу торабының алдындағы бұрама басына орнатылған ысырмалар және/немесе су бөлу орны (гидропост) пайдалану жауапкершілігін бөлу шекарасы болып табылады.

6. Қызмет көрсету мына жағдайларда тоқтатылады:

1) авариялық жағдайда немесе азаматтардың өмірі мен қауіпсіздігіне қауіп-қатер төнген;

2) Жеткізушінің жүйелеріне өз бетімен қосылған;

3) есепті кезеңнен кейінгі бір айдың ішінде көрсетілген қызмет үшін ақы төленбеген;

4) Жеткізушінің өкілдерін есепке алу аспаптарын қарауға қатарынан бірнеше рет рұқсат етпеген;

5) құбыржолдарына зарарсыздандыру жүргізу қажет болған жағдайларда;

6) заңнамада және Тараптардың келісімінде көзделген басқа да жағдайларда.

Осы тармақтың 3, 4-тармақшаларында көрсетілген жағдайларда, қызмет көрсетуді тоқтатқанға дейін кемінде бір ай бұрын Тұтынушыға хабарланады.

7. Шарттың 6-тармағының 1-тармақшасында көрсетілген жағдайда қызмет көрсетуді қалпына келтіру Жеткізуші туындаған бұзушылықтарды жойғаннан кейін жүргізіледі.

Шарттың 6-тармағының 2-тармақшасында

Глава 2. Предмет Договора

2. В соответствии с условиями Договора Поставщик обязуется оказать потребителю услуги по подаче воды по магистральному трубопроводу «Астрахань-Мангышлак» (далее - услуги), отвечающие следующим требованиям к качеству и в нижеприведенных объемах:

Год	Наименование магистрального трубопровода и (или) канала	Качество воды (указать наименование воды: техническая или питьевая)	объем, куб. м.
2025	«Астрахань - Мангышлак»	техническая	80 000

с разбивкой по месяцам, согласно Приложению №1, являющегося неотъемлемой частью Договора.

Глава 3. Условия предоставления услуг

3. Оказание услуг Потребителю производится на 774 км магистрального трубопровода «Астрахань - Мангышлак».

4. Договор заключается с потребителем в индивидуальном порядке при наличии у него необходимого оборудования, присоединенного к системам магистрального трубопровода и (или) канала.

5. Границами раздела эксплуатационной ответственности являются задвижки, установленные в начале отвода перед узлами учета и/или точки выдела воды (гидропост).

6. Приостановление подачи услуг производится в случаях:

1) аварийной ситуации либо угрозы жизни и безопасности граждан;

2) самовольного присоединения к системам Поставщика;

3) отсутствия оплаты за услуги в течение одного месяца, следующего за расчетным периодом;

4) неоднократного недопущения представителей Поставщика к приборам учета;

5) необходимости проведения дезинфекции трубопроводов;

6) в других случаях, предусмотренных законодательством и соглашением Сторон.

В случаях, указанных в подпунктах 3), 4) настоящего пункта, Потребитель извещается не менее чем за месяц до прекращения подачи услуги.

7. В случае, указанной подпунктом 1) пункта 6 Договора, восстановление подачи услуг производится после устранения и ликвидации Поставщиком возникших нарушений.

В случае, указанном подпунктом 2) пункта 6

10-тарау. Жалпы ережелер және дауларды шешу	**Глава 10. Общие положения и разрешение споров**
30. Магистральдық құбыржолдар және (немесе) арналар арқылы су беру жөніндегі көрсетілетін қызметті ұсынуға арналған шарт Тұтынушымен жеке тәртіпте жасалады.	30. Договор оказания услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам и (или) каналам заключается с Потребителем в индивидуальном порядке.
31. Шарттың қандай да бір ережесі бойынша немесе Шарттың ережелеріне қатысты тұтастай алғанда, немесе қандай да бір мәселеге немесе іс-әрекетке байланысты туындаған қандай да бір дау немесе келіспеушілік болған жағдайда, тараптардың кез келгені екінші тарапқа даудың мәнін толық баяндай отырып, наразылық жолдауға құқылы.	31. В случае какого-либо спора или разногласия, возникшего по какому-либо положению Договора или в целом, или в связи с каким-либо вопросом или действием в отношении положений Договора, любая из Сторон вправе направить другой стороне претензию с полным изложением сущности спора.
Тараптар барлық дауларды келіссөздер арқылы реттеу үшін бар күш-жігерін салады.	Стороны предпринимают все усилия для урегулирования всех споров путем переговоров.
32. Келісімге қол жеткізілмеген жағдайда, Шарт бойынша барлық даулар мен келіспеушіліктер жауапкердің орналасқан жері бойынша соттарда шешіледі.	32. В случае не достижения согласия все споры и разногласия по Договору разрешаются в судах по месту нахождения ответчика.
Тараптар Шартты Қазақстан Республикасының заңнамасында көзделген өзге де жағдайларда бұза алады.	Стороны имеют право расторгнуть Договор в иных случаях предусмотренных законодательством Республики Казахстан.
33. Тараптардың Шарттан туындайтын және онымен реттелмеген қатынастары Қазақстан Республикасының қолданыстағы заңнамасымен реттеледі.	33. Отношения Сторон, вытекающие из Договора и не урегулированные им, регулируются действующим законодательством Республики Казахстан.
34. Шарт қазақ және орыс тілдерінде екі данадан әрбір тарап үшін бір-бір данада жасалады.	34. Договор составляется в двух экземплярах на казахском и русском языках по одному экземпляру для каждой Стороны.
35. Тараптардың келісімі бойынша Шарт үлгілік шартқа және Қазақстан Республикасының заңнамасына қайшы келмейтін басқа да талаптармен толықтырылуы мүмкін.	35. По соглашению Сторон Договор может быть дополнен другими условиями, не противоречащими типовому Договору и законодательству Республики Казахстан.
Мемлекеттік бюджеттен қаржыландырылатын мемлекеттік мекемелер үшін Шарт Қазақстан Республикасы Қаржы министрлігінің аумақтық қазынашылық органдарында тіркеледі және ол тіркелген күннен бастап күшіне енеді.	Договор для государственных учреждений, финансируемых из государственного бюджета, регистрируется в территориальных органах казначейства Министерства финансов Республики Казахстан, и вступает в силу со дня его регистрации.
11-тарау. Шарттың қолданылу мерзімі	**Глава 11. Срок действия Договора**
36. Шарт 2025 жылғы 01 қаңтар 00:00-ден бастап (Астана қаласының уақыты бойынша) күшіне енеді және 2025 жылғы 31 желтоқсан сағат 24:00-ге дейін қолданылады, ал өзара есеп айырысуларда – олар толық орындалғанға дейін есептеледі.	36. Договор вступает в силу с 00:00 часов (по времени города Астана) «01» января 2025 года и действует до 24:00 часов «31» декабря 2025 года, а в части взаимных расчетов до их полного исполнения.
37. Егер Тараптардың бірі Шарттың қолданылу мерзімі аяқталғанға дейін күнтізбелік отыз күн бұрын ол туралы мәлімдесе, көрсетілетін қызметті беру көлемі нақтылана отырып, Шарттың қолданылу мерзімі белгілі бір мерзімге ұзартылады. Шарттың мерзімін ұзарту Шартқа қосымша келісіммен ресімделеді.	37. Срок действия Договора продлевается на определенный срок с уточнением объема передачи услуги, если одна из сторон заявит об этом за тридцать календарных дней до окончания срока действия Договора. Продление срока договора оформляется дополнительным соглашением к Договору.
Мерзімі аяқталғаннан кейін шартты тоқтату немесе өзгерту туралы тараптардың бірінің өтініші	При отсутствии заявления одной из сторон о прекращении или изменении договора по окончании срока, он считается продленным на тот

болмаған жағдайда, ол шартта көзделген мерзімге және сол талаптарда ұзартылған болып есептеледі .	же срок и на тех же условиях, какие были предусмотрены договором.
12-тарау. Тараптардың деректемелері	**Глава 12. Реквизиты Сторон**
Жеткізуші	Поставщик
«Магистральдық Суағызғысы» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі, Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қ., Қайырғали Смағұлов көш., 12 БСН 171240027113 ЖСК KZ626010141000042043 «Қазақстан Халық Банкі» АҚ Атырау облыстық филиалы ЖБК HSBKKZKX КБЕ 17 Т. +7 7122 762 999 (945), +7 7122 762 999 (911)	Товарищество с ограниченной ответственностью «Магистральный Водовод» Республика Казахстан 060002, город Атырау, ул. Кайыргали Смагулов, 12 БИН 171240027113 ИИК KZ626010141000042043 в Атырауском областном филиале АО «Народный Банк Казахстана» БИК HSBKKZKX КБЕ 17 Т. +7 7122 762 999 (945), +7 7122 762 999 (911)
Тұтынушы	Потребитель
«КЕН-САРЫ» Жауапкершілігі шектеулі серіктестігі Заңды мекенжайы: ҚР, Маңғыстау облысы, 130000, Ақтау қаласы, 17 ш/а, 39 гимараты, «Зодиак» БО БСН 010 740 000 600 ЖСК KZ 458 560 000 004 050 970 «Банк Центр Кредит » АҚ, Ақтау қ-сы ЖБК KCJBKZKX КБЕ 17 Т. +7 7292 202 121 (130, 157) kensary@kensary.kz	Товарищество с ограниченной ответственностью «КЕН-САРЫ» Юридический адрес: РК, Мангистауская область, 130000, г.Актау, 17 мкр., здание 39, БЦ «Зодиак» БИН 010 740 000 600 ИИК KZ 458 560 000 004 050 970 АО «Банк Центр Кредит» г.Актау БИК KCJBKZKX КБЕ 17 Т. +7 7292 202 121 (130, 157) kensary@kensary.kz

Жеткізуші/Поставщик

«Магистральдық Суағызғысы» ЖШС бас директоры/
Генеральный директор ТОО «Магистральный Водовод»

_____ Е. Танкибаев
«___» _____ 202__ ж./г.

Тұтынушы/Потребитель

«КЕН-САРЫ» ЖШС бас директоры/
Генеральный директор ТОО «КЕН-САРЫ»

_____ Kim Jin Jung (Ким Джин Джанг)
«____» _____ 202__ ж./г.

Meerbusch

№ WDW 07/2025 шартына /к договору
" " 25. 11. 2024 ж/г.
№ 1 Қосымша / Приложение № 1

2025 жылғы «КЕН-САРЫ» ЖШС-не су жіберу жөніндегі көрсетілетін қызметтердің
КЕСТЕСІ /ГРАФИК
оказания услуг по подаче воды ТОО «КЕН-САРЫ» в 2025 году

№	Тұтынушы/Потребитель	Барлығы/ Итого объем, м³	қантар/ январь м³	ақпан/ февраль м³	наурыз/ март м³	сәуір/ апрель м³	мамыр/ май м³	маусым/ июнь м³	шілде/ июль м³	тамыз/ август м³	қыркүйек / сентябрь м³	қазан/ октябрь м³	қараша/ ноябрь м³	желтоқсан/ декабрь м³
1	«КЕН-САРЫ» ЖШС /ТОО «КЕН-САРЫ»	**80 000**	5400	6400	7250	7450	7450	7500	7450	7450	7450	5400	5400	5400

Жеткізуші / Поставщик

«Магистральдық Суағызғысы» ЖШС бас директоры /
Генеральный директор ТОО «Магистральный Водовод»

Е. Танкибаев
" " 202__ ж/г.

Тұтынушы / Потребитель

«КЕН-САРЫ» ЖШС бас директоры/
Генеральный директор ТОО «КЕН-САРЫ»

Kim Jin Jung (Ким Джин Джанг)
" " 202__ж.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9 – КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на водозабор

КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на сброс в пласт

КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ – на на поля испарения

1 - 5

Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация Министрлігі

"Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация министрлігі Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану комитетінің Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі

АТЫРАУ Қ.Ә., АТЫРАУ Қ., Абай көшесі, № 10 А үй

Министерство водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Абая, дом № 10А

Номер: KZ76VTE00268678
Серия: Кас.Побер (подземные воды)

Вторая категория разрешений
Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс).

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: Для производственной нужды (забор подземных вод для поддержания пластового давления)

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью "КЕН-САРЫ", 010740000600, 130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 17, здание № 39

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 26.11.2024 г.

Срок действия разрешения: 31.12.2025 г.

Заместитель руководителя Сулейменов Турлан Бергалиевич

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение к разрешению на специальное водопользование
№KZ76VTE00268678 Серия Кас.Побер (подземные воды) от 26.11.2024 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

Вид специального водопользования забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс)

Расчетные объемы водопотребления с 01.01.2025 год по 31.12.2025 год - 35,889 тыс.м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Скважины №110 и №119 Месторождение Арыстановское, Мангистауский район, Мангистауская область на 2025 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	35,889 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
3,048	2,753	3,048	2,950	3,048	2,950	3,048	3,048	2,950	3,048	2,950	3,048	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	35,889 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электронных құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электронных құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы водоотведения

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге болады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативно-чистые (без очистки)	Нормативно-очищенные
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточно очищенных		
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан Дополнительные требования к условиям настоящего разрешения на специальное водопользование: - строго соблюдать требования статьи 72 Водного кодекса РК; - своевременно принимать меры по предотвращению загрязнения и истощения водных ресурсов и вредного воздействия вод; - организовать зоны санитарной охраны и мониторинг подземных вод; - содержать расходно-измерительную аппаратуру учета воды в исправном состояний и в установленные сроки проводить госповерку; - соблюдать санитарно-защитную зону скважины и не допускать загрязнения окружающей среды; - подать заявку в Жайык-Каспийскую БИ на пломбирование прибор учета до осуществления специального водопользования в соответствии приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 16.11.2020 года №286. - регулярно вести учет потребляемой воды с обязательным заполнением журнала в соответствии приложения №1 к Правилам первичного учета вод, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015 г. №19-1/274; -ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца, следующего за отчетным кварталом предоставлять в Атырауской отдел Жайык-Каспийской БВИ (адрес: г.Атырау, ул.Абая, 10А, тел:8(7122)32-69-09 сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ), согласно приложения 4 к ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.30.2015 г. №19-1/274; - ежегодно до 10 января представлять годовой отчёт по форме (2ТП-водхоз) в Атырауской отдел Жайык-Каспийской БВИ; - своевременно произвести оплату налога на добычу подземной воды в налоговые органы в соответствии Налогового Кодекса РК. При несоблюдении настоящих условий водопользования Жайык-Каспийская БИ оставлять за собой право прекращения путём отзыва разрешения на специальное водопользование в соответствии пункта 2 статьи 75 Водного Кодекса РК.

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования 1. Соблюдать обязанности водопользователя установленные ст.72 Водного кодекса Республики Казахстан №481-II от 09.07.2003г. (с изменениями и дополнениями) предусмотренные законами Республики Казахстан в области использования и охраны водного фонда. 2. Скважины оборудовать приборами учета воды . 3. Не превышать утвержденные нагрузки (35889 м3/год.) 4.Расходно измерительную аппаратуру содержать в исправном состоянии, обеспечивать периодическую поверку в соответствии с государственными стандартами.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ оформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

1 - 5

Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация Министрлігі

"Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация министрлігі Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану комитетінің Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі

АТЫРАУ Қ.Ә., АТЫРАУ Қ., Абай көшесі, № 10 А үй

Министерство водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Абая, дом № 10А

Номер: KZ85VTE00268710
Серия: Кас.Побер(Сброс)

Вторая категория разрешений
Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;.

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: сброс пластовых вод и промышленныхсточных вод в пласт для поддержания пластового давления

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью "КЕН-САРЫ", 010740000600, 130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 17, здание № 39

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 26.11.2024 г.

Срок действия разрешения: 31.12.2025 г.

Заместитель руководителя Сулейменов Турлан Бергалиевич

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение к разрешению на специальное водопользование №KZ85VTE00268710 Серия Кас.Побер(Сброс) от 26.11.2024 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

Вид специального водопользования сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;

Расчетные объемы водопотребления с 01.01.2025 год по 31.12.2025 год - 398,165 тыс.м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	-	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге болады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы водоотведения

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Нагнетательные скважины №№ 51, 59, 106. МР.Арстановское, Мангистауский район, Мангистауской обл. на 2025 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	ПП	-	398,165 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативно-чистые (без очистки)	Нормативно -очищенные
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточно очищенных		
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
33,724	31,549	33,724	32,637	33,724	32,637	33,724	33,724	32,637	33,724	32,637	33,724	-	-	-	398,165 тыс.м3

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан выполнять требования ст.72 и ст.89 Водного кодекса РК; - бережно относиться к водным объектам и водохозяйственным сооружениям, не допускать нанесения им вреда; - соблюдать установленные лимиты, разрешенные объемы и режим водопользования; - не допускать нарушения прав и интересов других водопользователей и природопользователей; - соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - выполнять в установленные сроки в полном объеме условия водопользования, определенные разрешением на специальное водопользование, а также предписания контролирующих органов ; - не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных вод и подземных вод; -не допускать сброса вредных веществ, превышающих установленные нормативы ; - обеспечивать соблюдать установленного режима хозяйственной и иной деятельности на территории водоохранных зон водных объектов; -соблюдать требования, установленные законодательством Республики Казахстан о гражданской защите, на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - обеспечивать безопасность физических лиц на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - немедленно сообщать в территориальные органы уполномоченного органа в области чрезвычайных ситуаций и местные исполнительные органы Атырауской области обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам; - выполнять другие обязанности , предусмотренные законами РК в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения и водоотведения; - ежедневно вести учет сброса сточной воды водоучётными приборами с заполнением «Журнала учета водоотведения» по формам согласно приложениям, 1,3 к правилам первичного учета вод(ПУВ) утвержденного приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30 марта 2015года №19/1-274; - ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца следующего за отчетным кварталом предоставить в Атырауской отдел Жайык-Каспийской БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел: 8 (7122) 32-69-09; сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ), согласно приложения 4 к ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/274; -ежегодно до 10 января представлять годовой отчёт по форме 2ТП (водхоз) в Атырауской отдел Жайык-Каспийской БВИ по адресуг.Атырау, ул.Абая 10А, тел: 8 (7122) 32-69-09; - своевременно представлять в государственные органы достоверную и полную информацию об использовании водного объекта по форме, установленной законодательством Республики Казахстан; Примечание: - при несоблюдении водопользователем условий и требовании , установленных водным законодательством РК , право специального водопользования прекращается путём отзыва разрешения на специальное водопользование;

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования -

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

1 - 5

Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация Министрлігі

"Қазақстан Республикасы Су ресурстары және ирригация министрлігі Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану комитетінің Су ресурстарын реттеу, қорғау және пайдалану жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі

АТЫРАУ Қ.Ә., АТЫРАУ Қ., Абай көшесі, № 10 А үй

Министерство водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Абая, дом № 10А

Номер: KZ02VTE00268749
Серия: Кас.Побер(Сброс)

Вторая категория разрешений
Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;.

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: сброс хозяйственно-бытовых сточных вод на поля испарения

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью "КЕН-САРЫ", 010740000600, 130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 17, здание № 39

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 26.11.2024 г.

Срок действия разрешения: 31.12.2025 г.

Заместитель руководителя Сулейменов Турлан Бергалиевич

Бұл құжат ҚР 2003 жылғы 7 қаңтардағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение к разрешению на специальное водопользование №KZ02VTE00268749 Серия Кас.Побер(Сброс) от 26.11.2024 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

Вид специального водопользования сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;

Расчетные объемы водопотребления с 01.01.2025 год по 31.12.2025 год - 59,693 тыс.м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	-	накопители – 81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПИ – Прочие	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетные объемы водоотведения

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Поля испарения, МР Арстановское, Мангистауский район, Мангистауский обл на 2025 год.	накопители – 81	-	-	-	-	-	-	-	-	ВС	-	59,693 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексеруге болады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативно-чистые (без очистки)	Нормативно -очищенные
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточно очищенных		
15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
5,07	4,579	5,07	4,906	5,07	4,906	5,07	5,07	4,906	5,07	4,906	5,07	-	-	-	59,693 тыс.м3

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан строго соблюдать требования статьи 72 Водного кодекса РК; - своевременно принимать меры по предотвращению загрязнения и истощения водных ресурсов и вредного воздействия вод; - организовать зоны санитарной охраны и мониторинг подземных вод; - содержать расходно-измерительную аппаратуру учета воды в исправном состояний и в установленные сроки проводить госповерку; - соблюдать санитарно-защитную зону скважины и не допускать загрязнения окружающей среды; - подать заявку в Жайык-Каспийскую БИ на пломбирование прибор учета до осуществления специального водопользования в соответствии приказа Министра экологии , геологии и природных ресурсов РК от 16.11.2020 года №286. - регулярно вести учет потребляемой воды с обязательным заполнением журнала в соответствии приложения №1 к Правилам первичного учета вод, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015 г. №19-1/274; -ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца, следующего за отчетным кварталом предоставлять в Жайык-Каспийской БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел: 8 (7122) 326909; сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ), согласно приложения 4 к ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/ 274; -ежегодно до 10 января представлять годовой отчёт по форме 2ТП (водхоз в Жайык-Каспийской БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел:8(7122)326909; - своевременно представлять в государственные органы достоверную и полную информацию об использовании водного объекта по форме, установленной законодательством Республики Казахстан ; - своевременно произвести оплату налога на добычу подземной воды в налоговые органы в соответствии Налогового Кодекса РК. При несоблюдении настоящих условий водопользования Жайык-Каспийская БИ оставлять за собой право прекращения путём отзыва разрешения на специальное водопользование в соответствии пункта 2 статьи 75 Водного Кодекса РК.

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования -

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сейкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат тұпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеруге болады.
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. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10 – КОПИЯ ПИСЬМА МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РК от 02.11.2022г., ПО ВОПРОСУ ОСНАЩЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА (АСМ) НА ФАКЕЛЬНЫХЪ УСТАНОВКАХ

№ 28-01-28/18850 от 02.11.2022

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

010000, Астана к., Мәңгілік Ел даңғылы, 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
тел.: +7 7172 74 08 44

010000, г.Астана, пр.Мангилик Ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
тел.: +7 7172 74 08 44

ТОО «КЕН-САРЫ»

На исх. №SKO-KENSARY-HSE-OUT-04/10/2022-592

Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (*далее – Министерство*) по вопросу оснащения автоматизированной системы мониторинга (*далее - АСМ)* на факельных установках сообщает следующее.

В соответствии п. 14 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22.06.2021 года №208 «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (*далее - Правила*), предусмотрен мониторинг выбросов на факельных установках, которая осуществляется посредством контроля расхода, плотности и состава газа, направляемый на факел.

Данным пунктом Правил – объем более 10 тонн в год: сероводорода (H2S), углерода оксид-сульфид (COS), углерода сульфид (сероуглерод – CS2) и меркаптана, определен как критерий к факельным установкам для внедрения АСМ.

Следовательно, АСМ на факельных установках (*контроль расхода, плотности и состава газа*) устанавливается при условии наличия и соответствия критериям указанных в п. 14 Правил.

Председатель **З. Жолдасов**

Исп: Агыбаева Д

SCO-KENSARY -Adm- IN- 07.11.2022 -681

ПРИЛОЖЕНИЕ 11 – КОПИЯ ДОГОВОРА НА ОЗЕЛЕНЕНИЕ

Кен-Сары
Рег. № 6985

ШАРТ №_____/_____	ДОГОВОР №_____/_____	Contract № _____ / _____
Актау қаласы «___» _____ 2024 ж.	г. Актау «06» 03 2024г.	Aktau «___» _____ 2024
Жарғының негізінде әрекет ететін, бұдан әрі «Тапсырыс беруші» деп аталатын **«КЕН-САРЫ» ЖШС**, бас директоры **КИМ ДЖИН ДЖАНГ** атынан, бір жағынан және бұдан әрі «Орындаушы» деп аталатын, Жеке кәсіпкерді мемлекеттік тіркеу туралы №KZ28TWQ02470811 Куәлік негізінде әрекет ететін **ЖК "СУГИРОВ Т.К."** атынан **СУГИРОВ ТАЛГАТ КУККУЗОВИЧ**, бұдан әрі бірлесіп «Тараптар» деп аталатындар, және жеке «Тарап» деп аталып, «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» Кодексінің 131-бабы 1-тармағы 5-тармақшысының негізінде сәйкес осы Келісімшартты (бұдан әрі - Келісім) жасады:	**ТОО «КЕН-САРЫ»**, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице генерального директора **ДЖИН ДЖАНГ КИМА**, действующего на основании Устава, с одной стороны, и **ИП «СУГИРОВ Т.К.»**, действующий на основании Талона о государственной регистрации индивидуального предпринимателя №KZ28TWQ02470811, именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице **СУГИРОВА ТАЛГАТА КУККУЗОВИЧА**, с другой стороны, далее совместно именуемые «Стороны», а по отдельности «Сторона», на основании пп.5) п.1 ст. 131 Кодекса «О недрах и недропользовании», заключили настоящий Договор подряда (далее по тексту – «Договор») о нижеследующем:	**«KEN-SARY» LLP**, hereinafter referred to as the "Customer", in the person of General director Mr. **KIM JIN JUNG**, acting on basis of the Charter, on one side, **IE "SUGIROV T.K."**, acting on the basis of Certificate on State Registration of Individual Entrepreneur №KZ28TWQ02470811, hereinafter referred to as "Executor", represented by **SUGIROV TALGAT**, on the other side, (hereinafter collectively referred to as the "Parties") and individually "Party", on the basis of subpar.5) par.1 article131 of the Code "On Subsoil and Subsoil Use", entered into this Contract Agreement (hereinafter referred to as the "Contract") as follows on the following:
1. ШАРТТЫҢ МӘНІ	**1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА**	**1. SUBJECT OF CONTRACT:**
1.1. Тапсырыс беруші тапсырады және төлем төлейді, ал Орындаушы Маңғыстау облысы Маңғыстау ауданында орналасқан Арыстан кенорнындағы көгалдандыру жұмысын Техникалық Тапсырмаға сәйкес (Шарттың №1 қосымшасы) (бұдан әрі мәтін бойынша – Қызметтер) орындауға міндеттенеді.	1.1. Заказчик поручает и оплачивает, а Исполнитель обязуется выполнить Работы по доставке и посадке саженцев по адресу Мангистауская область месторождение Арыстановское в соответствии с Техническим Заданием (Приложение № 1 к Договору) (далее по тексту – Работа).	1.1. The Customer assigns and pays, Contractor accepts obligations on performance of Works on landscape gardening of Arystan field, located in the Mangistau oblast of Mangystau region, in accordance with the Technical Specification (Appendix No. 1 to the Contract) (hereinafter – Services)).
2. ЖҰМЫСТАРДЫҢ ҚҰНЫ ЖӘНЕ ЕСЕПТЕСУ ТӘРТІБІ	**2. СТОИМОСТЬ РАБОТ И ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ**	**2. COST OF WORKS AND PAYMENT TERMS**
2.1. Осы Шарт бойынша жұмыстардың жалпы құны **1 845 000 (бір миллион сегіз жүз қырық бес мың)** теңгені құрайды, *ҚҚС есептеместен (Орындаушы ҚҚС төлеуші болып табылмайды (ҚҚС төлеу бойынша Орындаушының НК органдарында есепке алу, осы шартты орындау кезінде шарттың сомасы ұлғайтылмайды, ондай жағдайда шарттың сомасына ҚҚС қосылатын болады).* Қызметтердің сапасына кепілдік беру және Қызметтерді тиісінше орындауға қажетті шығындар мен шығыстардың басқа түрлерін қоса, барлық салықтар, алымдар мен төлемдер,	2.1. Общая стоимость Работ по настоящему Договору составляет **1 845 000 (один миллион восемьсот сорок пять тысяч) тенге без учета НДС** *(Исполнитель не является плательщиком НДС. (Постановка на учет в органах НК Исполнителя по уплате НДС, во время исполнения данного договора, не влечет увеличение суммы договора: в этом случае сумма договора будет включать НДС)*, которая включает, но, не ограничивает, стоимость самих Работ, материалов и оборудования, используемых для выполнения Работ по настоящему Договору,	2.1. Total cost of Works is **1 845 000 (one million eight hundred forty five thousand)** KZT *excluding VAT (Contractor is not a VAT payer. Registration a Contractor for paying VAT at Tax Committee during execution of this contract does not entail to increase contract cost: in this case contract cost will include VAT)*, which includes but not limited with cost of Services, materials and equipments used for performance of Services as per present Contract, catering, transportation of own personnel and equipment, all taxes, fees and payments foreseen by RoK legislation,

	целям ставшего недействительным или потерявшего юридическую силу положения.	
13.9.Осы Шарттың қосымшалары оның ажырамас бөлігі болып табылады:	13.9. Приложения к настоящему Договору являются неотъемлемой его частью:	13.9.Annexes to this Contract are its integral part:
№ 1 қосымша - «Техникалық тапсырма» **№ 2 қосымша** – «Қызметтердегі елішілік құндылық туралы есеп» **№ 3 қосымша** – «Айыппұл санкцияларының көлемі» **№ 4 қосымша** – Техникалық тапсырма	**Приложение № 1** - «Техническое задание» **Приложение № 2** – «Отчет внутристрановой ценности» **Приложение № 3** – «Размеры штрафных санкций» **Приложение № 4** – Акт сдачи-приемки оказанных Работ	**Annex #1** – «Technical assignment» **Annex #2** – «Report on in-country value in services» **Annex #3** – «Sizes of penalties» **Annex #4** – Services delivery-acceptance act

14. ТАРАПТАРДЫҢ РЕКВИЗИТТЕРІ МЕН ҚОЛДАРЫ / РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН / RECVISITS AND SIGNATURES OF PARTIES

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ / ЗАКАЗЧИК / CUSTOMER	**ОРЫНДАУШЫ / ИСПОЛНИТЕЛЬ / CONTRACTOR**
«КЕН-САРЫ» ЖШС/ ТОО «КЕН-САРЫ» / «KEN-SARY» LLP	**ИП «СУГИРОВ Т.К.» / «IE SUGIROV T.K.»**
Заңды тіркелген мекен-жайы/ Адрес юридической регистрации/ Legal address, Адрес фактического местонахождения/physical address: Қазақстан Республикасы, 130000, Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы, 17 шағынаудан, 39 ғимарат/ Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 17 микрорайон, здание 39/ Republic of Kazakhstan, 130000 Mangistau Oblast, Aktau, Micro district 17, 39 Building	Заңды тіркелген мекен-жайы/ Адрес юридической регистрации/ Legal address, Адрес фактического местонахождения/physical address: / Қазақстан Республикасы, 130000, Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы, 29 шағынаудан, 3 үй, 58 пәтер. Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 29 микрорайон, 3 дом, 58 офис/ Republic of Kazakhstan, 130000 Mangistau Oblast, Aktau, Micro district 29, 3 Building, 58.
БСН/БИН/ BIN ***010 740 000 600***	*ИИН: 870 206 302 452*
Банктік деректемелері/ Банковские реквизиты/ Banking Details: *ЖСК/* ИИК */Account #* ***KZ 204 350 017 010 031 096 (KZT)*** АО «Шинхан Банк Казахстан»/ JSC «Shinhan Bank Kazakhstan» BIC /SWIFT SHBKKZKA E-mail: kensary@kensary.kz	Банктік деректемелері/ Банковские реквизиты/ Banking Details: ЖСК/ ИИК /Account # ***KZ 0496511F0008516022*** АО "Forte Bank" БИК / BIC IRTYKZKA E-mail: sugirov404@mail.ru
Тел/Tel:: +7(7292) 20-21-21	Тел/Tel: +77770002800
Бас директор/ Генеральный директор/ General Director **/Ким Джин Джанг** *М.О./ М.П.*	**Директор/ Директор / Director** **/Сугиров Т.К.** *М.О./ М.П.*

1 қосымша «Техникалық тапсырма» _____ж. № _____Шартқа

Приложение №1 «Техническое задание» к Договору № _____ от _____г.

Appendix No1 «Technical assignment» to Contract No._____ dated _____

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ТОО «КЕН-САРЫ»

Ким Джин Джанг

«_____» _____ 2024 г.

Арыстан кенорны аумағын көгалдандыруға арналған ТЕХНИКАЛЫҚ ТАПСЫРМА / ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на Озеленение территории месторождения Арыстановское / TECHNICAL ASSIGNMENT on Landscaping of the Arystan field territory

№ п/п	Деректер тізімі / Перечень данных	Негізгі деректер / Основные данные / Basic data		
1.	Наименование предприятия-заказчика и его местонахождение	«Кен-Сары» ЖШС ҚР Маңғыстау облысы Маңғыстау ауданының аумағында орналаскан Арыстан мұнай кен орны.	ТОО «Кен-Сары» Месторождение Арыстановское, Мангистауский район Мангистауской области РК.	Ken-Sary LLP Territory of Mangystau Region Arystan field
2	Жұмыстардың мақсаты / Цель работ / Target	Арыстан кенорны аумағын көгалдандыру	Озеленение территории месторождения Арыстановское	Landscaping the Arystan field territory
3	Жұмыс көлемі / Объем работ / scope of work	Келесі көлемде көгалдандыру бойынша қызметтер көрсету: 1) Арыстан кенорны аумағын көгалдандыру бойынша қызметтерді келесі көлемде көрсету (жеткізу және отырғызу): • Виргин аршасы - 0,5-1м - 50 дана • Биік айлант - 1,5 - 2,0 м - 50 дана • Терек - 1,5-2,0 м - 50 дана • Шаған жапырақты үйеңкі 1,5-2,0 м - 50 дана • Қарағаш - 1,5-2,0 м - 100 дана • Тамарикс 1,0 м дейін - 150 дана • Тыңайтқыштар, арнайы отырғызу топырағы (ойпатты шымтезек) – 20. 2) ағаштар мен бұталардың қажетті көшеттерін өз күшімен сатып алу және кен орнының аумағына жеткізу; Отырғызу үшін шұңқырларды /казан шұңқырларды / траншеяларды дайындау. Кен орнының	Оказать работы по озеленению в следующем объеме: 1) Оказать работы по озеленению территории месторождения Арыстановское в следующем объеме (доставить и посадить): • Можжевельник виргинский - 0,5-1м – 50 шт • Айлант высочайший - 1,5-2,0м - 50 шт • Тополь - 1,5-2,0 м – 50 шт • Клен ясенелистный 1,5 - 2,0м – 50 шт • Карагач - 1,5-2,0м - 100 шт • Тамарикс до 1,0м – 150 шт • Удобрения, специальный посадочный грунт (торф низинный) – 20. 2) Своими силами закупить и доставить на территорию месторождения необходимое количество саженцев деревьев и кустарников; Подготовить ямы / котлованы / траншеи для посадки. Предварительно провести разметку	To render services on landscaping in the following work scope: 1) Provide landscaping works on Arystan field territory of in the following scope (deliver and plant): • Juniper virginian - 0,5-1m - 50 pc • Ailanthus tallest - 1.5-2.0m - 50 pcs • Poplar - 1,5-2,0 m - 50 pcs • Ash maple - 1,5 - 2,0m - 50 pieces • Karagach - 1.5-2.0m - 100 pieces • Tamarix up to 1.0m - 150 pcs. • Fertilisers, special planting soil (lowland peat) - 20 pcs 2) Procure and deliver the required number of tree and shrub seedlings to the field territory by own efforts; Prepare pits / excavations / trenches for planting. Preliminary marking of planting sites on the territory of the field; 3) Pits/trenches for planting are dug either

		зиян келтіретін механикалық және физиологиялық зақым болмауы керек. 4) отырғызу материалы белгілі бір биіктікте, 1-2 метрден кем емес болуы тиіс 5) көшет тәжінің дамуы, бұталарда 2 немесе одан да көп тармақталу және ағаш түрлерінде қалыптасқан тәждің болуы. 6) көшеттердің жасы 2 жастан аспауы керек. 7) көшеттер фито - және энтомо зиянкестерімен зақымдалмауы тиіс (карантиндік сертификатты қоса беру). 8) Көшеттердің тамыр жүйесі сау, жақсы дамыған және өсімдіктің түріне/сортына, жасына, өзі өскен топырақ жағдайына сәйкес келуі керек; тамыр мойнына жақын орналасқан қисық/өрілген негізгі тамырларға, сондай-ақ кез келген физиологиялық зақымға ие болмауы керек. 9) көшеттер кесекпен болуы керек (отырғызу материалдары пластикалық ыдыстарда (горшоктарда) немесе полиэтилен контейнерлерде жабық тамыр жүйесі бар және басқа)	4) Посадочный материал должен быть определенной высоты, не менее 1-2 метра 5) Развитость кроны саженцев, наличие 2-х и более побегов у кустарников и сформированной кроны у древесных видов. 6) Возраст саженцев должен быть не более 2-х лет. 7) Саженцы не должны быть повреждены фито- и энтомо вредителями (приложить карантиный сертификат). 8) Корневая система саженцев должна быть здорова, хороша развита и соответствовать виду/сорту растения, возрасту, почвенным условиям, в которых произрастала; не должна иметь искривленных/переплетенных основных корней, располагающихся близко к корневой шейке, а также каких-либо физиологических повреждений. 9) Саженцы должны быть с комом (посадочный материал с закрытой корневой системой в пластмасовых горшках или полиэтиленовых контейнерах и другие)	which it grew; it should not have crooked/intertwined main roots close to the root neck, as well as any physiological damage. 9) Seedlings should have a root ball (planting material with a closed root system in plastic pots or polyethylene containers and other)
4	Орындау мерзімі / Сроки исполнения / Deadlines	Өсімдіктерді отырғызу үшін оңтайлы уақытты сақтау, бірақ 2024 жылдың мамыр айынан кешіктірмей.	Соблюдать оптимальное время для посадки растений, но не позднее 01.05.2024г.	Observe the optimal time for planting plants, but not later than May 2024.

ТАРАПТАРДЫҢ ҚОЛЫ/ ПОДПИСИ СТОРОН

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ / ЗАКАЗЧИК /CUSTOMER
ТОО «КЕН-САРЫ»

_____ / КИМ ДЖИН ДЖАНГ

ОРЫНДАУШЫ / ИСПОЛНИТЕЛЬ /CONTRACTOR
ИП "СУГИРОВ Т.К."

_____ / СУГИРОВ Т.К.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12 – КОПИЯ ЛИЦЕНЗИИ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И НОРМИРОВАНИЕ

261

1 - 1 13002388

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

20.02.2013 жылы 01545Р

Берілді	"Жобалау институты "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау қ., № ғимарат ТОО "КазАзот" үй., 3 этаж., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	басты
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	Қазақстан Республикасының Қоршаған ортаны қорғау министрлігі, Қазақстан Республикасы Қоршаған ортаны қорғау министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті (лицензиярдың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ (лицензияр басшысының (уәкілетті адамының) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	Астана қ.

1 - 1 14009881

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 года **01678Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "OPTIMUM"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН 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 лицензировании»)

Вид лицензии **генеральная**

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи **г.Астана**

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа 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