

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Эмбаведьойл»
 Чердабаев М.М.
«___» _____ 2025 год



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к " ДОПОЛНЕНИЮ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНЫЙ КАМЫСКУЛЬ "

(по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г.Атырау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

Инженер-эколог природоохранного проектирования		Калманова Г.Т. (все с соответствующими подразделами)
--	---	--

СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	8
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	13
1.2.1.	Климатические условия региона	13
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна.....	15
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды.....	16
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	18
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	19
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	19
1.2.5.2.	Тектоника.....	25
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	27
1.2.5.4.	Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	32
1.2.6.	Характеристика почвенного покрова.....	35
1.2.7.	Особо охраняемые природные территории.....	36
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	38
1.3.1.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	38
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	38
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	39
1.5	Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.....	41
1.5.1.	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	42
1.5.2.	Технологические показатели вариантов разработки.....	43
1.5.3.	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	62
1.5.4.	Техника и технология добычи нефти и газа.....	63
1.5.5.	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	64
1.5.6.	Требования и рекомендации к системе ПИД, качеству используемого агента.....	64
1.5.7.	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	65
1.5.8.	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	67
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 Кодексом.....	69
1.7.	Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности....	69
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 вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	69
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу.....	69
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	72
1.9.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	136
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	136
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	141
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	154
1.9.4.	Программа управления отходами.....	155
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	158
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, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В	162

	ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	
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.....	165
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	167
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).....	167
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	167
4.3.	Различная последовательность работ.....	167
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	168
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	169
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	169
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	169
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	169
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	170
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	170
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.....	170
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	170
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту....	171
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	171
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	172
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	172
6.2.	Биоразнообразии (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	173
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	174
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	174
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).....	175
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	175
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	176
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....	178
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	178
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, дефицитных и уникальных природных ресурсов).....	180
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	181
9	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	183
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ	184

	ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ...	
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 И АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	185
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	185
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	186
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	187
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	187
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	188
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	188
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	190
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	191
11.9.	Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	193
11.10.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).....	194
11.11.	Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.....	195
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 ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).....	202
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА ...	212
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.....	214
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	216
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	217
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	218
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	222
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	222
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	223
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	228
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Письмо о фоновых концентрациях	
4.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	

ВВЕДЕНИЕ

Под экологической оценкой согласно статье 48 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400-VI понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Целью экологической оценки является подготовка материалов, необходимых для принятия отвечающих цели и задачам экологического законодательства Республики Казахстан решений о реализации намечаемой деятельности или разрабатываемого документа.

Экологическая оценка по ее видам организуется и проводится в соответствии с Экологическим кодексом РК и инструкцией, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Согласно статье 49 Экологического кодекса Республики Казахстан экологическая оценка в зависимости от предмета оценки проводится в виде:

- стратегической экологической оценки;
- оценки воздействия на окружающую среду;
- оценки трансграничных воздействий;
- экологической оценки по упрощенному порядку.

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ31VWF00412238 Дата: 27.08.2025 год выданное ГУ «Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной **оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.**

В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Дополнению проекта разработки месторождения Южный Камыскуль (по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Цель работы – анализ текущего состояния разработки месторождения, обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Камыскуль Южный. В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

При выполнении Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей среды при реализации намечаемой деятельности.

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 Кодекса.

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов

Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

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

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).

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Дополнение к проекту разработки месторождения Южный Камыскуль (по состоянию изученности на 01.01.2025 г.)»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

Инициатор намечаемой деятельности: **ТОО «Эмбаведойл»**

Республика Казахстан, г.Атырау, ул.Смагулова 4а

почтовый индекс 060000

БИН: 910940000291

тел.: 8 (7122) 31-67-67

E-mail: office@embavedoil.kz

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4

тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175

e-mail: Atyrau@cer.kz

БИН 020840001081

Генеральный директор Джамикешов А.М.

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

Месторождение Южный Камыскуль в географическом отношении расположено в Южной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В геоморфологическом отношении район представляет собой полупустынную равнину. Рельеф местности увалисто-равнинный с небольшими колебаниями высот. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах от минус 9 до минус 16 м над уровнем моря. На территории многочисленные бессточные впадины, в которых расположены озера и соры, практически пересыхающие в летнее время, но создающие проблемы в остальное время года для проходимости транспорта.

Гидрографическая сеть представлена рекой Кайнар с ее притоками. В северной части рельеф осложнен множеством оврагов, стариц и протоков, образованных р.Кайнар. Южная часть площади покрыта большим количеством песчаных бугров, чередующихся сорами. В весеннее время, особенно после многоснежных зим, р. Кайнар несет значительное количество пресных вод, однако, в течение лета сток постепенно уменьшается, вода засоляется и к концу лета пересыхает полностью.

Уровень подземных вод находится на глубине 15-20 м. Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью, газом и строительными материалами: песком, глиной.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +30 +40⁰С, минимальная зимой -35-40⁰С. Годовое количество осадков обычно не превышает 149 мм, которые выпадают в основном в течение осенне-зимнего сезона.

В экономическом отношении район работ является сельскохозяйственным. Местное население в основном занимается скотоводством.

Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Кульсары, Бекбике, Комсомольский, находящиеся от площади работ на расстоянии 50-60 км к юго- и северо-западу, в непосредственной близости от которых проходит железная дорога Макат-Узень (рис.1).

Село Шокпартогай расположен 18 км от проектируемого участка.

Картограмма расположения горного отвода представлены на рисунке 2.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 3.



Рисунок 1. Обзорная карта района работ

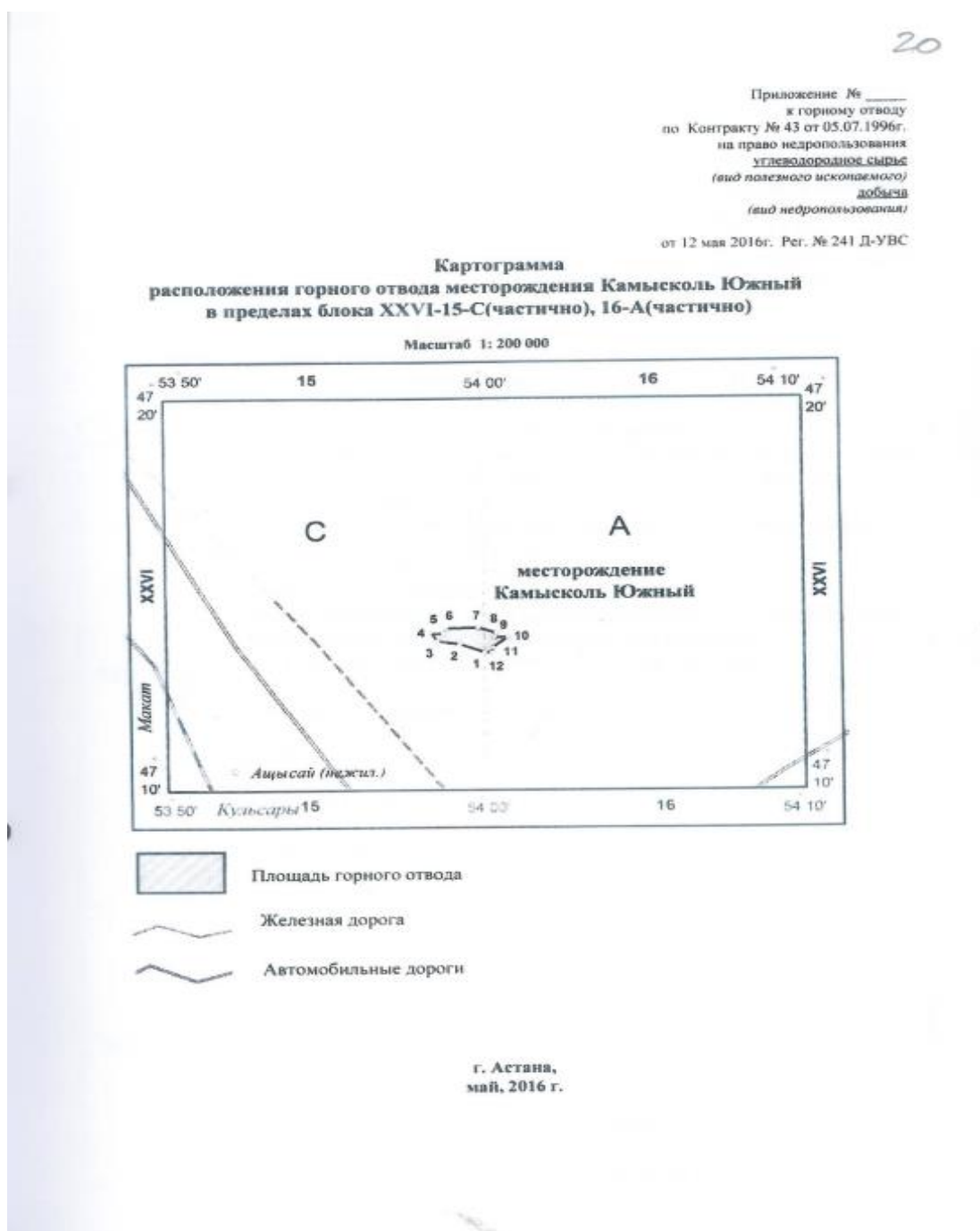


Рисунок 2. Картаграмма расположения горного отвода

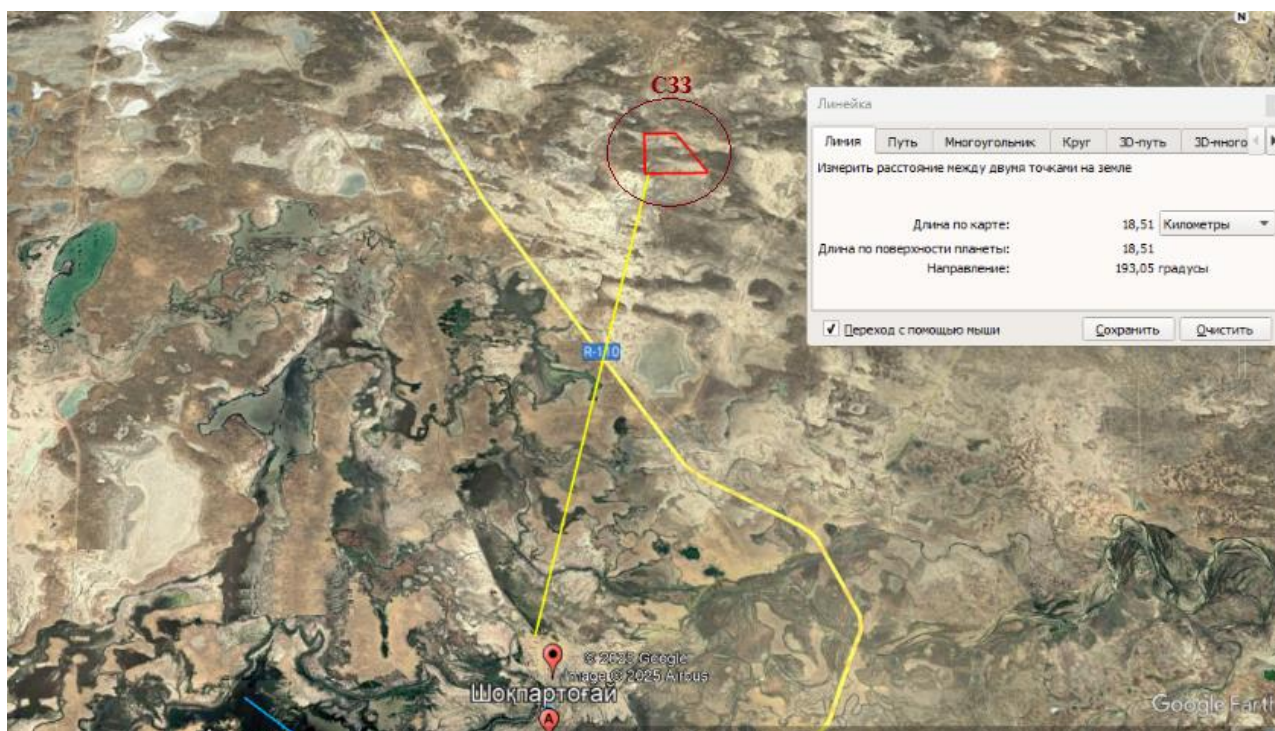


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

1.2. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)

1.2.1. Климатические условия региона

Климат района на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризующийся большими суточными и годовыми колебаниями температуры, короткая малоснежная, довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето.

Климат района формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата. Район относится к IV Г климатическому подрайону.

Для климата, в целом, по данным МС, характерны отрицательные температуры зимы и высокие положительные температуры лета.

Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого составляет $-6,9^{\circ}\text{C}$. Самый жаркий месяц - июль, средняя месячная температура плюс $27,6^{\circ}\text{C}$.

Продолжительность теплого времени с положительными среднемесячными температурами воздуха равна 9 месяцам - с марта по ноябрь. В связи с тем, что на территорию проникают в основном сухие континентальные воздушные массы, а влажные (западные) на своем длительном пути доходят сюда почти обезвоженными, а также отсутствием условий для образования более обильного внутреннего влагооборота, эта территория относится к довольно засушливым областям.

Годовое количество осадков составляет 180 мм. Большая часть осадков выпадает в виде дождя.

Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимнее время (декабрь), когда ее средняя месячная величина достигает 81%.

Наименьшая относительная влажность приходится на август - 32%.

Метеорологическая информация за 2024г. по данным МС Жылойского района Атырауской области

1.Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

4. Средняя температура почвы °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7	-6	8	18	25	32	34	33	21	11	6	-3	14

5.	Число случаев гололедно - изморозевых явлений	4
6.	Среднегодовая высота снежного покрова см	5
7.	Измерение радиационного фона, мкЗв/час	0,11

8. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

9. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

10. Проведение снегосъемок.

№	Станция	Маршрут	Число снегосъемок	Высота снега				Максим. запас воды,мм	
				Макс.из средних	Дата	Абс.макс	Дата	В снеге	Дата
1	Кульсары	Поле	2	6	10 2	19	10 2	22	10 2

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на переносы рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

Ветры оказывают существенное влияние на переносы 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.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фото химические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества,

поступающие отисточниковвыбросов. Инверсия за трудняет вертикальный воздухообмен. Если слой при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь). Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона. Климатические условия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Жылыойского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

Таблица 1.2-1

**Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по
наблюдениям МС Жылыойского района**

Наименованиехарактеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	37.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-16.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9
СВ	3
В	13
ЮВ	26
Ю	8
ЮЗ	4
З	17
СЗ	20
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Максимальная скорость ветра, м/сек	23
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

11. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	3	13	26	8	4	17	20	28

12. Роза ветров.

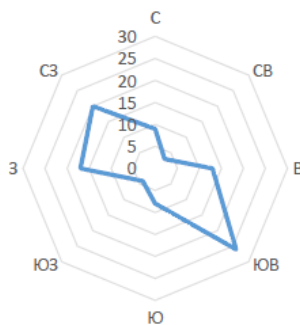


Рисунок 4 - Роза ветров

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Согласно отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Южный Камыскуль ТОО «Эмбаведьойл» за 1 полугодия 2025 год, мониторинг состояния атмосферного воздуха осуществлялся специалистами Филиала ТОО «Республиканский научно- исследовательский центр охраны атмосферного воздуха» в г. Атырау аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2007 (аттестат аккредитации № KZ.T.06.1665 от «28» декабря 2018 года действителен до «28» декабря 2023 года)».

Основными целями производственного экологического контроля является получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду, обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан, сведение к минимуму воздействия производственных процессов на окружающую среду и здоровье человека, повышение эффективности использования природных ресурсов, повышение уровня соответствия экологическим требованиям, повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

В целях проведения производственного мониторинга окружающей среды на объектах ТОО «Эмбаведьойл» специалистами Филиала ТОО «Республиканский научно- исследовательский центр охраны атмосферного воздуха» в г. Атырау, согласно программе производственного экологического контроля на 2024-2026 г.г. за I полугодие 2025 года проведен следующий объем мониторинговых работ:

- инструментальные замеры на источниках выбросов;
- мониторинг атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоне (далее СЗЗ);
- мониторинг исследования грунтовых вод;
- мониторинг почвенного покрова;
- мониторинг радиационного контроля.

Согласно Программе производственного экологического контроля замеры концентраций ЗВ производились на границе СЗЗ (фоновая точка и по ветру) месторождения «Южный Камыскуль» ТОО «Эмбаведьойл».

Мониторинг атмосферного воздуха на границе СЗЗ проводился на следующие показатели: диоксид азота, серы диоксида, углерода оксида и взвешенные вещества.

Инструментальные измерения ЗВ проводились при помощи газоанализатора ГАНК-4. При наблюдении за уровнем загрязнения атмосферы использовался разовый режим отбора проб с продолжительностью отбора- 20 мин. на высоте 1,5- 2,0 метра, согласно ГОСТ 17.2.3.01-86, ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010.

Таблица 1.2.2-1. Сведения по мониторингу воздействия на атмосферный воздух

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м ³)	Фактическая концентрация, мг/м ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Фоновая точка	Диоксид азота	0,2	<0,02	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025		не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5		не требуется
	Взвешенные вещества	0,5	<0,075		не требуется
Граница СЗЗ Север	Диоксид азота	0,2	<0,02	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	0,5	0,027		не требуется
	Оксид углерода	5,0	1,8		не требуется
	Взвешенные вещества	0,5	<0,075		не требуется
Граница СЗЗ Запад	Диоксид азота	0,2	0,03	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	0,5	0,031		не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5		не требуется
	Взвешенные вещества	0,5	0,085		не требуется
Граница СЗЗ Восток	Диоксид азота	0,2	<0,02	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025		не требуется
	Оксид углерода	5,0	<1,5		не требуется

	Взвешенные вещества	0,5	0,083		не требуется
Граница СЗЗ Юг	Диоксид азота	0,2	<0,02	отсутствуют	не требуется
	Диоксид серы	0,5	<0,025		не требуется
	Оксид углерода	5,0	1,7		не требуется
	Взвешенные вещества	0,5	<0,075		не требуется

Гигиеническими нормативами 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.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют.

Гидрографическая сеть на рассматриваемой территории развита очень слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории исследований отсутствуют. Для бурения используются альб-сеноманские воды.

Река Эмба расположена в 17 км от проектируемого участка.

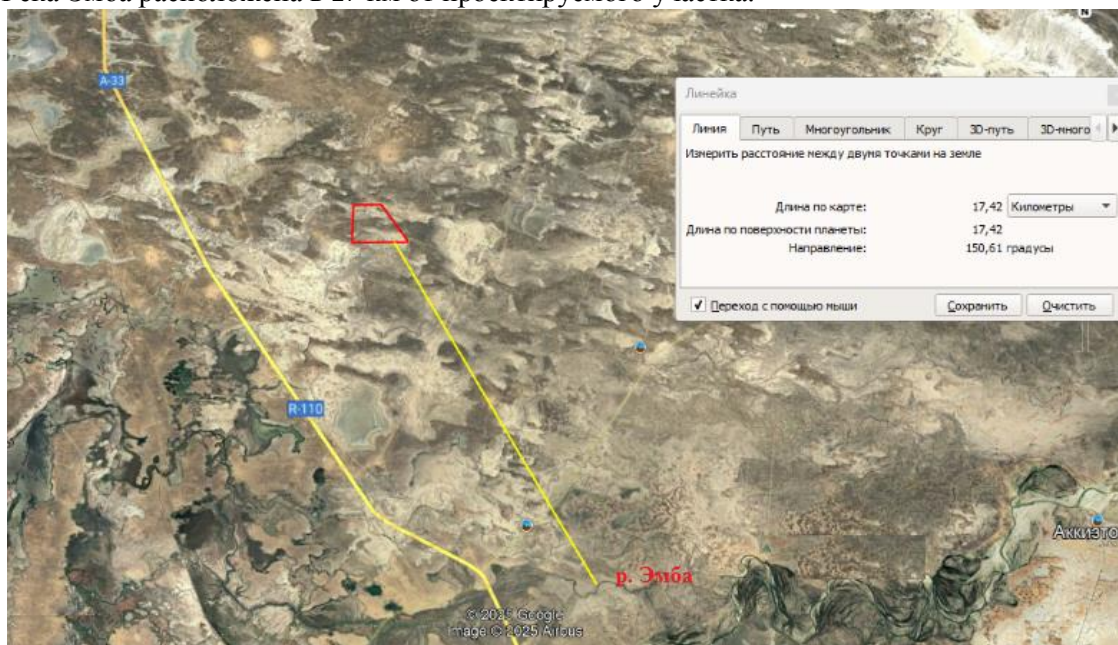


Рисунок 5. Карта-схема расположения месторождения с указанием расстояний до реки Эмба

Эмба (каз. Жем) — река в Актюбинской и Атырауской областях Казахстана.

В среднем и нижнем течении Эмбы осуществляется добыча нефти и газа (Северо-Эмбинская нефтегазоносная область, Южно-Эмбинская нефтегазоносная область, Восточно-Эмбинская нефтегазоносная область). Считается, что по реке проходит условная граница между Европой и Азией (есть и другие трактовки).

Длина — 712 км (в половодье), площадь водосборного бассейна — 40 400 км². Истоки на западных склонах Мугоджар, течёт по Подуральскому плато и Прикаспийской низменности. Теряется среди солёных приморских болот (соров), в полноводные годы доходит до Каспийского моря^[1]. Питание преимущественно снеговое. Основной сток в апреле — мае, в остальное время года часто пересыхает, разбиваясь на отдельные плёсы. Вода сильно минерализована: в верховье от 150—200 мг/л весной до 800 мг/л летом; в нижнем течении 1500—2000 мг/л весной и 3000—5000 мг/л летом. Главные притоки, течение которых также сезонно: Темир (правый) и Атсаксы (левый). В междуречье Урала и Эмбы находится Урало-Эмбинский артезианский бассейн.

Бассейн Эмбы расположен в области степей и полупустынь. В своей верхней части он представляет рассечённое эрозией меловое плато, в нижней — река протекает в Прикаспийской низменности, имеющей едва заметный уклон к морю. Примерно в 20 км от моря река образует дельту с тремя главными рукавами: Кара-Узяк, Киян и Кулок. Эмба крайне бедна водой. Питание её происходит почти исключительно за счёт таяния снега. Весной она многоводна, а летом представляет ряд разобщённых плесовых участков со стоячей водой. Воды Эмбы в весеннее время

содержат большое количество наносов. После дождей река несет мутную, грязновато-молочного цвета воду^[2].

Мониторинг качества поверхностных вод

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 20 створах на 5 водных объектах (реки Жайык, Кигаш, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателей качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды. Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 3 водных объектах (рек Жайык, Кигаш и в протоке Шаронова) на 5 створах. Было проанализировано 15 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект. Результаты мониторинга качества поверхностных по гидрохимическим показателям вод на территории Атырауской области представлены в таблице 1.2.3-1.

Таблица 1.2.3-1

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	1-е полугодие 2024 г.	1-е полугодие 2025г.			
р. Жайык	-	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,432
			ХПК	мг/дм ³	15,844
			Магний	мг/дм ³	32,188
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,082
пр.Перетаска	-	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,43
			Магний	мг/дм ³	30,29
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,087
			Фенолы	мг/дм ³	0,001
пр.Яик	-	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,397
			ХПК	мг/дм ³	16,244
			Магний	мг/дм ³	31,783
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,07
р.Кигаш	-	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,22
			ХПК	мг/дм ³	17,98
			Магний	мг/дм ³	28,32
			Кадмий	мг/дм ³	0,0013
пр.Шаронова	-	3 класс (умеренно загрязненные)	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,085
			БПК ₅	мг/дм ³	2,25
			ХПК	мг/дм ³	17,7
			Магний	мг/дм ³	25,60
р.Эмба	-	3 класс (умеренно загрязненные)	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,079
			БПК ₅	мг/дм ³	2,27
			Магний	мг/дм ³	23,23
			Сульфаты	мг/дм ³	330,1
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,073

* Единая система классификации качества воды в водных объектах (Приказ КВР МСХ №70 от 20.03.2024).

За 1-е полугодие 2025 года реки Жайык, Кигаш, Эмба, протоки Перетаска, Яик и Шаронова относятся к 3 классу.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является БПК₅, ХПК, магний, кадмий, сульфаты, фенолы и нефтепродукты.

Результаты мониторинга качества поверхностных вод по гидробиологическим (токсикологическим) показателям на территории Атырауской области

Река Эмба. Перифитон был не богат и представлен диатомовыми и эвгленовыми водорослями. Индекс сапробности равен 1,73. Класс воды третий, то есть умеренно загрязненные воды.

Зообентос. Биотический индекс был равен -5. По результатам исследования зообентоса реки Эмба, дно водоема оценивалось как умеренно загрязненное.

Биотестирование. В процессе определения острой токсичности воды на тест-объект процент погибших дафний по отношению к контролю (тест-параметр) в реке Эмба 0%. Токсического влияния на тест-объект не обнаружено.

Подземные воды

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан производственный экологический мониторинг включал в себя за I полугодие 2025г. исследование грунтовой (подземной) воды.

Пробы грунтовой (подземной) воды анализировались на следующие ингредиенты:

- Водородный показатель (РН)
- Аммоний солевой
- Нитриты
- Нитраты
- Нефтепродукты
- АПАВ
- ХПК, мг/О/дм³
- Свинец
- Цинк
- Медь

Отбор проб воды проводился в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Вода. Общие требования к отбору проб»

Периодичность и сроки наблюдения 1 раз в полугодие.

Таблица 1.2.3-2. Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Скв. №110 А	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	7,28	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	<0,26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	0,032	-	-
	Нитраты	Не нормируется	<0,1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	0,060	-	-
	АПАВ	Не нормируется	0,034	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	23,7	-	-
	Свинец	Не нормируется	<0,002	-	-
	Цинк	Не нормируется	<0,1	-	-
	Медь	Не нормируется	0,0135	-	-
Скв. №112	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	6,8	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	<0,26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	0,022	-	-
	Нитраты	Не нормируется	<0,1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	0,071	-	-
	АПАВ	Не нормируется	0,033	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	4	-	-
	Свинец	Не нормируется	002	-	-
	Цинк	Не нормируется	1	-	-
	Медь	Не нормируется	076	-	-
Скв. №112 А	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	3		
	Аммоний солевой	Не нормируется	4		
	Нитриты	Не нормируется	24		
	Нитраты	Не нормируется	1		
	Нефтепродукты	Не нормируется	60		
	АПАВ	Не нормируется	20		
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	5		
	Свинец	Не нормируется	002		
	Цинк	Не нормируется	1		
	Медь	Не нормируется	071		
Скв. №114	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	2	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	27	-	-

	Нитраты	Не нормируется	1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	69	-	-
	АПАВ	Не нормируется	20	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	1	-	-
	Свинец	Не нормируется	002	-	-
	Цинк	Не нормируется	1	-	-
	Медь	Не нормируется	127	-	-
Скв. №114-А	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	4	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	30	-	-
	Нитраты	Не нормируется	1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	58	-	-
	АПАВ	Не нормируется	69	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	5	-	-
	Свинец	Не нормируется	002	-	-
	Цинк	Не нормируется	1	-	-
	Медь	Не нормируется	134	-	-
Скв. №1Ф	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	3	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	43	-	-
	Нитраты	Не нормируется	1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	57	-	-
	АПАВ	Не нормируется	42	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	0	-	-
	Свинец	Не нормируется	002	-	-
	Цинк	Не нормируется	1	-	-
	Медь	Не нормируется	133	-	-
Скв. № 2Ф	Водородный показатель (РН)	Не нормируется	2	-	-
	Аммоний солевой	Не нормируется	26	-	-
	Нитриты	Не нормируется	28	-	-
	Нитраты	Не нормируется	1	-	-
	Нефтепродукты	Не нормируется	59	-	-
	АПАВ	Не нормируется	36	-	-
	ХПК, мг/О/дм ³	Не нормируется	5	-	-
	Свинец	Не нормируется	002	-	-
	Цинк	Не нормируется	1	-	-
	Медь	Не нормируется	093	-	-

1.2.4. Растительный и животный мир

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

Растительность в регионе расположения намечаемой деятельности развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария. На бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельно-полынные пастбища.

Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельно-полынных пастбищ представлена белоземельно-полынным, белоземельно-полынно-злаковым, белоземельно-полынно-солянковым типами. Кроме

белоземельной в травостое характерны длительно вегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Незначительное распространение получили биоргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилегающим к району территориям. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами.

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающихся встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракурты.

Преобладающее положение млекопитающих занимают мелкие грызуны (фоновые виды, такие как суслики, тушканчики), причём численность многих из них здесь невысокая, за исключением песчанок. Встречаются лисицы, корсаки, волки. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Также характерны пресмыкающиеся, насекомые и т.п. животные, характерные для пустынных районов. По встречаемости на наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности - такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их проживания относительно невелика - от 0,4 до 2 особей на километр маршрута. На участках пустынных ценозов змеи встречаются довольно редко, чем пресмыкающиеся.

Из анализа орнитологической обстановки следует, район намечаемой деятельности не является местом массового гнездования водоплавающих и околоводных птиц, в связи с отсутствием поверхностных водоемов (рек и озер и т.п.). Возможно проживание мелких наземных птиц в весенне - летний период, популяция которых незначительна в связи с суровыми климатическими условиями.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

1.2.5. Почва

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв.

Целью мониторинга почвенного покрова является получение информации о состоянии почв, для оценки влияния предприятия на их качество.

Согласно утвержденной Программы экологического контроля на объектах ТОО «Эмбаведойл» м/р «Южный Камыскуль» за I полугодие 2025г. мониторинг воздействия на почвенный покров проводился на границе СЗЗ следующих производственных площадок:

- Граница СЗЗ север, юг, запад, восток;
- РВС-1, РВС-2;

Отбор проб проводился в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа» и ГОСТ 17.4.3.01-83 «Почвы. Требования к отбору проб».

Для химического анализа объединенную пробу составляют не менее, чем из пяти точечных проб, взятых с одной пробной площадки. Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг. Пробные площадки должны быть заложены на участках с однородным почвенным покровом.

Исследование проб почвы проводилось на содержание

- pH
- Механический состав
- Хлориды, мг/кг
- Сульфаты, мг/кг

- Карбонаты, моль 100 г
- Гидрокарбонаты, моль 100 г
- Хром общ, мг/кг
- Кальций, моль 100
- Магний, моль 100 г
- Нитраты, мг/кг
- Нефтепродукты, мг/кг
- Медь, мг/кг
- Ртуть, мг/кг
- Кадмий, мг/кг
- Свинец, мг/кг
- Цинк, мг/кг

Таблица 1.2.5-1. Сведения по мониторингу воздействия на почвенный покров

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг) –	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Север	рН, водной вытяжки		7,47	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглинок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		3763,0	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	52,17	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	0,9	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	2,25	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	31,602	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
Восток	рН, водной вытяжки	-	7,36	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглинок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг	-	5857,5	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	93,91	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	0,8	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	3,25	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	4,25	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	31,428	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг	-	<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
Юг	рН, водной вытяжки	-	7,39	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглин ок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		5946,3	Отсутствует	Не требуется

	Сульфаты, мг/кг	-	135,65	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	0,95	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	3,0	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	4,75	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	31,515	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
Запад	рН, водной вытяжки	-	7,39	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглинок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		6443,25	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	375,65	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	1,0	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	3,5	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	6,25	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	31,775	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
РВС №1	рН, водной вытяжки	-	7,18	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглин ок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		7100,0	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	93,91	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	0,8	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	4,0	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	4,50	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	31,515	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
РВС №2	рН, водной вытяжки	-	7,26	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглин ок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		5893,0	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	83,48	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	0,75	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется

	Кальций, моль 100 г	-	3,0	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	3,50	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	15,325	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
Вокруг ликвидированных скважин	рН, водной вытяжки	-	7,28	Отсутствует	Не требуется
	Механический состав	-	суглинок	Отсутствует	Не требуется
	Хлориды, мг/кг		6780,5	Отсутствует	Не требуется
	Сульфаты, мг/кг	-	156,582	Отсутствует	Не требуется
	Карбонаты, моль 100 г	-	н/о	Отсутствует	Не требуется
	Гидрокарбонаты, моль 100 г	-	1,0	Отсутствует	Не требуется
	Хром общ, мг/кг	6,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется
	Кальций, моль 100 г	-	4,0	Отсутствует	Не требуется
	Магний, моль 100 г	-	3,75	Отсутствует	Не требуется
	Нитраты, мг/кг	-	14,805	Отсутствует	Не требуется
	Нефтепродукты, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Медь, мг/кг	-	<0,5	Отсутствует	Не требуется
	Ртуть, мг/кг	2,1	<0,2	Отсутствует	Не требуется
	Цинк, мг/кг	-	<5,0	Отсутствует	Не требуется
	Кадмий, мг/кг		<0,050	Отсутствует	Не требуется
	Свинец, мг/кг	32,0	<1,0	Отсутствует	Не требуется

1.2.6. Характеристика геологического строения

1.2.6.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении Южный Камыскуль бурением вскрыты отложения от четвертичных до отложений кунгурского яруса нижней перми включительно. Подсолевая часть разреза бурением не изучена.

Стратиграфическое расчленение разреза пород производилось по каротажным диаграммам и описанию керна. При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных скважин.

Пермская система – Р

Пермская система в пределах месторождения представлена нижним отделом – кунгурским ярусом.

Нижний отдел - Р₁

Кунгурский ярус - Р_{1к}. Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются породы кунгурского яруса нижней перми, которые представлены двумя толщами: нижней – соленосной и верхней – гипсово-ангидритовой (кепрок). В литологическом отношении нижняя толща сложена каменной солью прозрачно-белой, местами грязно-белой, крупнокристаллической, массивной, а верхняя – ангидритами голубовато-серыми, светло-серыми, крепкими, крупно и мелкокристаллическими.

Толщина отложений кунгурского яруса изменяется от 11 м (скв.К-43) до 198 м (скв.4).

Пермотриасовая система - РТ

Разрез триасовых пород на исследуемой территории изучен не вполне достаточно, расчленение его на отделы не представляется возможным. Поэтому отложения триасовых пород рассматриваются совместно с верхнепермскими образованиями, которые со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми. Литологически пермотриасовый комплекс сложен песчано-глинистой толщей с редкими прослоями известняков.

Глины от серых до пестроцветных, плотные, местами песчанистые, известковистые, слюдистые.

Песчаники серые, темно-серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые, местами

пиритизированные. Встречается песок.

Известняк серый, темно-серый, местами голубовато-серый, крепкий, пиритизированный с включением галек разного диаметра.

Толщина пермотриасовых отложений изменяется от 37 м (скв.К-50) до 118 м (скв.13).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены двумя отделами: нижним и средним.

Нижний отдел - J₁

Нижнеюрские отложения залегают на размытой поверхности пермотриасовых образований и литологически сложены преимущественно песчаными породами с редкими прослоями глин, с включением обуглившихся растительных остатков. В основании встречается кварцевая галька. Пески, песчаники серые, крепкие, мелкозернистые, слюдистые. Глины серые, светло-серые, песчаные, слюдистые.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 25 м (скв.9) до 40 м (скв.13).

Средний отдел - J₂

Среднеюрские отложения вскрыты большинством скважин и с размывом залегают на отложениях триаса и кунгура. Породы керна представляют собой среднеюрские терригенные отложения, характеризующиеся существенной неоднородностью. Литологически разрез средней юры в целом представлен характерной для нее песчано-глинистой толщей пород с пластами песчаников, песков, известняков, аргиллитами, алевролитами.

Песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, темно-коричневые, от мелкозернистых до крупнозернистых, алевитистые, слюдистые, глинистые, карбонатные, с кремнистыми обломками, слабосцементированные, сильно пористые, на глинисто-карбонатном цементе, крепкие, местами рыхлые, преимущественно кварцевые, слабой плотности и твердости, известковистые с включениями обуглившихся растительных остатков, реже с мелкокристаллического пирита и зернами гидроокислов железа, пропитанных нефтью.

Пески коричневатые-серые, серые, мелко, среднезернистые, с прослойками зеленовато-серых глин, органические остатки представлены растительным детритом, с включениями глинистых обломков, кварцевые, встречаются зерна полевых шпатов, редкими зернами гидроокислов железа, с значительным содержанием мелкокристаллического пирита и кремнистых обломков темно-серого цвета, алевитистые, глинистые, местами сильноглинистые, слабокальцитовые, углистые, рыхлые.

Глины темно-серые, буроватые, плотные, известковистые, местами известковистые, слюдистые с включениями песка и обуглившихся растений, с примесью кальцита, редко с прослоями алевролита темно-серого, крепкого, песчаного, средней плотности и твердости, неяснослоистая, сильнотрещиноватая, трещины разнонаправленные, с значительным содержанием мелкокристаллического пирита и углистых остатков, слабоуплотненные, пористые.

Известняки глинистые, доломитовые, серые, с коричневатым оттенком, скрытокристаллические, средней плотности и твердости, углефицированные, слаботрещиноватые, с редкими нитевидными прослойками алевитистого песчаника, пиритизированные.

Аргиллиты алевитистые, зеленовато-серые, коричневатые-серые, темно-серые, черные, сильнотрещиноватые, местами слаботрещиноватые, слабой плотности и твердости, местами глинистые с прослойками серых алевролитов и песчаников, с обильными включениями глинистых обломков. Присутствуют редкие включения мелких зерен пирита.

Алевролиты глинистые, темно-серые, светло-серые, с зеленовато-коричневым оттенком, плотные, твердые, среднетрещиноватые, трещины ориентированы, доломитистые, песчаные с прослойками серого, светло-серого песчаника и песка, местами карбонатные, плотные, углистые, слабосцементированные, пористые, с карбонатным цементом, органические остатки представлены растительным детритом.

В разрезе средней юры выделены три нефтеносных горизонта: Ю-I (пласты А и Б), Ю-II, Ю-III. Толщина среднеюрских отложений изменяется от 71 м (скв.К-43) до 379 м (скв.1).

Меловая система - K

Отложения меловой системы на месторождении представлены только породами нижнего отдела.

Нижний отдел – K₁

Нижнемеловой отдел представлен неокомскими отложениями, залегающими трансгрессивно с угловым несогласием на среднеюрских отложениях.

Неокомский ярус – K_{1ne}. Литологически отложения яруса представлены глинистыми породами с пропластками и пластами песчаников, песков, алевролитов, аргиллитов и мергелей.

Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые до черных, серовато-голубые, с зеленоватым

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

оттенком, плотные, алевроитисто-песчанистые, слюдистые, известковистые, с сажистым налетом, пестроцветные, плотные, в различной степени карбонатные, с значительным содержанием зерен мелкокристаллического пирита и углистых остатков, слабоуплотненные, пористые.

Песчаники серые, темно-серые, мелко- тонкозернистые, слюдистые, известковистые, слабоалевритистые, сильно глинистые, кварцевые, углистые, с значительным содержанием зерен мелкокристаллического пирита, реже присутствуют зерна полевых шпатов, крепкосцементированные, пористые, с обильным включением обломков фауны.

Пески серые, голубовато-серые, плотные, мелкозернистые, глинистые, сыпучие, местами уплотненные, слюдистые.

Алевролиты темно-серые, песчанистые, слабоалевритистые сильно глинистые, углистые, слабосцементированные, пористые, с карбонатным цементом.

Аргиллиты алевроитовые, зеленовато-серые, средней плотности и твердости, трещиноватые, слоистые, имеются прослойки песчаника мелкозернистого, с коричневатом оттенком, присутствуют редкие включения мелких зерен пирита.

Мергели серовато-голубые, светло-серые, плотные, с прожилками кварца, сильно пиритизированы, с прослоями песка серого, глинистого, слюдистого.

Толщина нижнего мела изменяется от 11 м (скв.27) до 200 м (скв.12).

Четвертичная система - Q

Четвертичные отложения залегают трансгрессивно с большим угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих породах и литологически представлены глинами желтовато - и зеленовато-серыми, вязкими, песчанистыми, слюдистыми, известковистыми, песками желтовато-бурыми, мелко- и среднезернистыми с включениями пирита и суглинками желтовато-зеленого цвета, вязкими, слюдистыми, известковистыми, ожелезненными. Толщина четвертичных отложений составляет до 33 м.

1.2.6.2. Тектоника

Месторождение Южный Камыскуль расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины и в тектоническом отношении приурочено к Гурьевскому поднятию Актюбинско-Астраханской зоны поднятий (рис.2.2.1).

Строение структуры по кровли соли представлено на структурной карте по ОГ-VI (гр. прил.3).

В геологическом строении структуры принимают участия три структурных этажа: подсолевой (докунгурский), соленосный (кунгурский) и надсолевой, включающий интервал разреза от триасовых до юрско-меловых отложений.

Соленосный структурный этаж представлен галогенными отложениями, строение которых осложняется соляным тектогенезом.

На месторождении кунгурский ярус полностью скважинами не пройден, максимальная вскрытая толщина составляет 198 м в скважине 4. Наиболее глубокий прослеженный отражающий горизонт – горизонт VI (кровля соли), приуроченный к кровле кунгурских отложений.

Строение структуры по кровли соли представлено на структурной карте по ОГ-VI. Глубина залегания соленосных отложений в пределах района месторождения составляет порядка минус 185,5-552 м.

По сейсмическим данным по ОГ-VI структура Южный Камыскуль представляет собой скрытопрорванную солянокупольную структуру, ориентированную с юго-запада на северо-восток, с минимальной глубиной залегания кровли соли 185,5 м. Протяженность свода по изогипсе минус 300 м, по длинной и короткой осям соответственно составляет 7,5 км и 3,2 км. Северо-западный склон соляного массива характеризуется углами падения до 250, на южном и восточном склонах крутизна достигает 400.

Глубина залегания соленосных отложений в пределах района месторождения составляет порядка минус 185,5-552 м.



Рис.2.2.1. Схема структурно-тектонического районирования мезозойского комплекса
(составлена по материалам ИГН им.К.Сатпаева, 2002г)

Надсолевой структурный этаж включает три структурных этажа - нижний, средний и верхний, отличающихся друг от друга условиями залегания, наличием углового и стратиграфического несогласий на контакте между ними.

Нижний структурный этаж охватывает нерасчлененную пермтриасовую систему, средний структурный этаж объединяет юрские и меловые отложения, верхний структурный этаж представлен четвертичной системой.

Прослеживание во времени цикличности, характера изменения толщины и фациальной обстановки условий осадконакопления в мезозое на месторождении свидетельствует о начале формирования структуры в среднеюрском разрезе как ловушки углеводородов в раннемеловой период и продолжении ее становления в более поздние периоды мела и палеогена.

Размещение залежей нефти на большинстве блоков, изолированных сбросами, свидетельствует о формировании и существовании на начало мелового периода единой залежи с целостным структурным планом и единым водонефтяным контактом, которая в более поздние этапы своего геологического развития в результате воздымания соляной массы, обусловившей образование зон локального размыва и дизъюнктивную дислокацию, распались на обособленные блоки.

По III отражающему горизонту структура представляет собой слабоизогнутое моноклинальное поднятие, с севера и востока экранированное тектоническим нарушением F1 (гр.прил. 2 папка 1). Серией радиальных и оперяющих сбросов с разными углами падения (f1-f16) структура разбита на 23 блока (I-XV). Амплитуда сбросов колеблется от 5 м до 130 м.

Блок I представляет собой полусвод, ограниченный с севера тектоническим нарушением f6, по падению на юг, простирающиеся в субширотном направлении с углами падения до 180. По оконтуривающей изогипсе минус 100м структура имеет размеры 1,5х0,3 км, амплитуда 46 м. В скважинах 1, 36, 42, 55, 56, 64, А-3 меловые отложения размыты.

Блок II ограничен с запада, севера, юга и востока тектоническими нарушениями f1, f15, f4 и f5. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе минус 120 м составляют 0,2х0,3 км, амплитуда 27 м.

Блок II/ ограничен с запада, севера, юга и востока тектоническими нарушениями f4, f5, f6 и f7. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе минус 180 м составляют 0,5х0,3 км, амплитуда равна 60 м.

В пределах горизонта Ю-III по результатам бурения скважины 80 выделяется водоносный блок Па, отделен от блока II тектоническим нарушением f15.

Блоки III, IIIa и IIIб ограничены с запада, севера, юга и востока тектоническими нарушениями f1, f3, f5, f7, имеют соответственно размеры 0,6х0,1 км при амплитуде 20 м, 0,4х0,3 км при амплитуде 69,6 м и 0,4х0,1 км при амплитуде 27,2 м.

Блок IV ограничен с запада и юга тектоническими нарушениями f1, f3, с севера – зоной выхода среднеюрских отложений под нижнемеловые породы. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе минус 180 м составляют 0,4х0,1 км при амплитуде 40 м.

Блок V ограничен с запада, юга, севера, востока тектоническими нарушениями f7, f6, f10, f11 и по длинной и короткой осям имеет размеры 1,0х0,4 км, амплитуду 140 м. На блоке сосредоточена основная часть запасов нефти.

Блок VI ограничен с четырех сторон тектоническими нарушениями f//, f9, f11, f10, имеет размеры 0,4х0,2 км, амплитуда 40 м.

Блок VI/ ограничен с запада, севера, востока и юга тектоническими нарушениями f/, f9, f//, f10, имеет размеры 0,1х0,2 км, амплитуда 10 м.

Блок VI// ограничен с запада, севера, востока и юга тектоническими нарушениями f7, f9, f/, f10, имеет размеры 0,1х0,2 км, амплитуда 3,5 м.

Блок VII ограничен с запада тектоническим нарушением f7, с юга - f9, с севера – f16 и f8, с востока - f11, имеет размеры 0,7х0,2 км, амплитуда 40 м.

Блок VIIa ограничен с запада тектоническим нарушением f7, с юга и востока - f16, с севера – f8, имеет размеры 0,4х0,1 км, амплитуда 20 м.

Блок VIII ограничен с четырех сторон тектоническими нарушениями f10, f11, f12, f13, имеет размеры 0,2х0,1 км, амплитуда 10 м.

Блок VIIa ограничен с четырех сторон тектоническими нарушениями f8, f10, f11, f12 и имеющего размеры 0,2х0,5 км, амплитуда 20 м.

Блок IX ограничен с севера тектоническим нарушением f13, с запада - f11, с северо-востока - f12, с юга - f6. По оконтуривающей изогипсе минус 180 м имеет размеры 0,4х0,8 км, амплитуда 100 м.

Блок X представлен отложениями средней юры, которые вниз по разрезу сменяются отложениями триаса и кунгура, с юго-запада, севера и востока ограничен тектоническими нарушениями f12, f10, F1.

Блок XI ограничен с северо-запада и юго-востока сбросами f2/ и f1, размеры блока по оконтуривающей изогипсе минус 220 м составляют 0,2х0,2 км, амплитуда 10 м.

Блок XIa представляет собой полусвод, ограниченный с севера, юго-востока и юга сбросами f2, f1 и f2/. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе минус 220 м составляют 0,3х0,3 км, амплитуда - 40 м.

Блок XII с юга и востока ограничен тектоническими нарушениями f2 и f1, с севера зоной выклинивания среднеюрских отложений. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе минус 140 м составляют 0,3х0,5 км, амплитуда - 20 м.

Блок XIIa с севера, востока ограничен тектоническими нарушениями F1, f1, f2. По данным бурения в разрезе скважины 12 на глубине минус 233,3 м прослеживаются выходы соленосных отложений под нижнемеловые породы.

Блок XIII с запада ограничен сбросом f12, с юга - f10, с севера – f9, с востока – зоной выклинивания среднеюрских отложений.

Блоки XIV и XV бурением не изучены.

1.2.6.3. Нефтегазоносность

Месторождение Камысколь Южный расположено вблизи действующих нефтепромыслов Кульсары, Алтыколь, Комсомольское, Бекбике, в пределах Сагизской нефтеносной зоны, нефтегазоносность которых связана с залежами в отложениях триаса, юры и нижнего мела.

Естественные выходы нефти на месторождении не зарегистрированы. В картировочных и структурно-поисковых скважинах нефтепроявления были отмечены в сводовой части южного крыла структуры Камысколь Южный.

В 1957 году в результате бурения глубоких скважин на южном крыле структуры Камысколь Южный выявлены залежи нефти в отложениях средней юры.

Месторождение Камысколь Южный открыто в 1958 году, когда при испытании скважины 2 в среднеюрских отложениях были получены притоки нефти дебитом 6,92 м³/сут.

В дальнейшем по результатам полученных дополнительных геолого-геофизических исследований была подтверждена нефтеносность среднеюрских отложений.

В результате детальной попластовой корреляции разрезов скважин с привлечением данных

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

опробования и интерпретации материалов ГИС в отложениях средней юры на южном крыле месторождения выделены три нефтеносных горизонта: Ю-I, Ю-II, Ю-III, из них горизонт Ю-I состоит из двух пластов А и Б.

Коллекторы среднеюрских отложений сложены песчано-алевритовыми породами.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным, серией тектонических нарушений, разбитой на множество блоков (I-XV).

После предыдущего ПР-2020г в пределах месторождения Камысколь Южный пробурены 5 скважин: оц-6 (блок IV), оц-7 (блок XI), 98 (блок VI/), 99 и 100 (блок XIa).

Горизонт Ю-I. По результатам попластовой корреляции в разрезе горизонта выделены два нефтеносных пласта А и Б, разделенные глинистой толщей. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Пласт А. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, II, V.

Блок I. Залежь вскрыта 3 скважинами (1, 55, 64), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважинах К-42, К-48, К-56 коллекторы водонасыщенные, в остальных скважинах – литолого-фациально замещены.

Общая толщина пласта изменяется от 12,0 м (скв.1, 36, 41) до 16,0 м (скв.9, 40, 42, 47, 56), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,3 м (скв.64) до 10,0 м (скв.1). По разрезу прослеживается 1-2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины 1, где получен приток нефти дебитом 9,2 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 67,3 м (скв.1), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 79,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 1, высота залежи 12,0 м. Площадь залежи - 11 тыс.м².

Блок II. Залежь вскрыта 4 скважинами (78, 79, 80, 97). По данным ГИС в скважинах 78, 79, 97 коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 80 коллекторы нефтеводонасыщенные, в остальных скважинах – литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 16,0 м (скв.71, 75) до 40,0 м (скв.78, 79, 97), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,5 м (скв.80) до 9,9 м (скв.79). По разрезу прослеживается 1-3 пластов-коллекторов.

При опробовании скважины 78 получен приток нефти дебитом 0,7 м³/сут. и воды 3,7 м³/сут., в скважине 79 - приток нефти дебитом 1,2 м³/сут. и воды 0,2 м³/сут. При опробовании скважины 80 получен приток нефти дебитом 0,3 м³/сут. и воды 4,7 м³/сут. При повторном опробовании горизонта в скв. 80 получен приток нефти с водой.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 94,0 м (скв.78), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 130,0 м по разделу нефть-вода в скважине 80, высота залежи 36,0 м. Площадь залежи - 34 тыс.м².

Блок V. Выявлены три локальные линзовидные залежи: район скважин 30, 37; район скважин 24, 67, 85, 90, К-53 и район скважины 86, где коллекторы нефтенасыщенные, в остальных скважинах коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 9,2 м (скв.90) до 37,0 м (скв.37), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,6 м (скв.К-53) до 11,9 м (скв.37). По разрезу прослеживается 1-6 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважины 37, где получены притоки дебитами нефти 1,7 м³/сут. и воды 0,6 м³/сут. В скважине 85 опробован совместно с гор.Ю-II и получен приток нефти дебитом 0,5 м³/сут.

В р-не скважин 30, 37 минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 143,5 м (скв.37), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 177,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 37, высота залежи 33,7 м. Площадь залежи - 26 тыс.м².

В районе скважин 24, 67, 85, 90, К-53 минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 110,3 м (скв.85), максимальная - на отметке минус 132,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 67, высота залежи 21,9 м. Площадь залежи - 25 тыс.м².

В районе скважины 86 минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 117,3 м, максимальная - на отметке минус 120,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 3,1 м. Площадь залежи - 7 тыс.м².

Пласт Б. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, II, III, IIIa, IIIб, IV, V, VI/, VII, VIII, XIa, XII, XIII.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Блок I. Залежь вскрыта 6 скважинами (1, 36, 42, 55, 64, А-3). По данным ГИС в скважинах 42, 55, 64, А-3 коллекторы нефтенасыщенные, в скважинах 1, 36, коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважинах 47, 48, К-42, К-56 - водонасыщенные, в остальных скважинах – литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 23,0 м (скв.48) до 40,0 м (скв.К-56), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 м (скв.42) до 9,1 м (скв.64). По разрезу прослеживается 1-4 пластов-коллекторов.

Продуктивность пласта установлена опробованием в скважинах 1 и 36. В скважине 1 получен приток нефти дебитом 2,9 м³/сут, в скважине 36 - приток дебитом нефти 0,8 м³/сут и воды - 0,9 м³/сут. В скважине 55 получен приток нефти с водой дебитами 0,1 и 0,01 м³/сут, соответственно.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 68,8 м (скв. А-3), максимальная - на отметке минус 127,0 по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 64, высота залежи 58,2 м. Площадь залежи - 36 тыс.м².

Блок II. Залежь вскрыта 3 скважинами (78, 79, 80), где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважине 75 коллекторы водонасыщенные, в остальных скважинах литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 33,5 м (скв.97) до 46,0 м (скв.78), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м (скв.80) до 11,0 м (скв.79). По разрезу прослеживается 1-3 пластов-коллекторов.

При опробовании скважин 78, 79 и 80 получены притоки дебитами нефти 1,5 м³/сут, 1,1 м³/сут и 0,3 м³/сут и воды 0,3 м³/сут, 1,7 м³/сут и 4,7 м³/сут соответственно. При повторном опробовании скважины 79 получен приток нефти с водой дебитами 0,6 м³/сут и 0,4 м³/сут соответственно.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 156,7 м (скв.78), максимальная - на отметке минус 178,9 м по разделу нефть-вода в скважине 79, высота залежи 22,2 м. Площадь залежи - 27 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта 7 скважинами (28, 49, 57, 61, 83, 84, А-1), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 20,3 м (скв.83) до 43,0 м (скв.49), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,7 м (скв.61) до 21,5 м (скв.А-1). По разрезу прослеживается 1-3 пластов-коллекторов. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 68,8 м (скв.28), максимальная - на отметке минус 120,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 49, высота залежи 51,6 м. Площадь залежи - 59 тыс.м².

Блок IIIa. Залежь вскрыта 4 скважинами (2, 21, 58, 60), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 23 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 50, 51 - литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 22,0 м (скв.2) до 31,0 м (скв.23), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 5,7 м (скв.58) до 10,0 м (скв.2). По разрезу прослеживается 1-4 пластов-коллекторов.

Продуктивность пласта установлена опробованием скважины 2, где получен приток нефти дебитом 1,98 м³/сут. В скважине 60 при совместном опробовании с нижележащим горизонтом Ю-II получены притоки нефти дебитом 0,9 и воды 0,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 53,6 м (скв.21), максимальная - на отметке минус 86,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 58, высота залежи 32,5 м. Площадь залежи - 34 тыс.м².

Блок IIIб. Залежь вскрыта 7 скважинами (62, 65, 68, 69, 70, 82, 95), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 21,0 м (скв.69, 95) до 37,5 м (скв.65), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,4 м (скв.95) до 12,3 м (скв.85). По разрезу прослеживается 1-3 пластов-коллекторов. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 72,8 м (скв.65), максимальная - на отметке минус 119,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 82, высота залежи 46,9 м. Площадь залежи - 38 тыс.м².

Блок IV. Залежь вскрыта одной скважиной оц-6, где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, в скважине К-43 коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 19,0 м (скв.оц-6) до 20,0 м (скв.К-43), в скважине оц-6 нефтенасыщенная толщина составляет 7,6 м. По разрезу прослеживается 3 пласта-коллектора.

В скважине оц-6 при опробовании получен приток нефти с водой: дебит нефти 0,9 м³/сут.,

дебит воды 0,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 162,0 м, максимальная - на отметке минус 170,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 8,9 м. Площадь залежи - 8 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта одной скважиной 43, где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, в остальных скважинах коллекторы водонасыщенные или литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 13,0 м (скв.30) до 40,0 м (скв.К-35), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 43 составляет 2,7 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора.

В скважине 43 при опробовании горизонта получен приток нефти дебитом 0,4 м³/сут. При совместном опробовании с горизонтом Ю-II получены притоки нефти дебитом 0,9 и воды 0,4 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 191,6 м, максимальная - на отметке минус 197,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 6,1 м. Площадь залежи - 11 тыс.м².

Блок VI. Залежь вскрыта 4 скважинами (25, 88, 92, 98), где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 37,2 м (скв.88) до 42,0 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,6 м (скв.98) до 3,2 м (скв.88, 92). По разрезу прослеживается 3-7 пластов-коллекторов.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 90,4 м (скв.25), максимальные - на отметках минус 107,3 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 92 и минус 110,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 88, высота залежи 20,1 м. Площадь залежи - 22 тыс.м².

Блок VII. Залежь вскрыта одной скважиной 72, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине 87 коллекторы водонасыщенные, в остальных скважинах - литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 24,6 м (скв.87) до 36,0 м (скв.72, 76, К-50, К-51), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 72 составляет 11,0 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора.

В скважине 72 при опробовании получены притоки нефти дебитом 0,5 м³/сут и воды 4,5 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 63,5 м, максимальная - на отметке минус 75,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 11,7 м. Площадь залежи - 2 тыс.м².

Блок VIII. Залежь вскрыта одной скважиной 73, где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, где нефтенасыщенная толщина составляет 14,1 м. По разрезу прослеживается 6 пластов-коллекторов.

При опробовании горизонта в скважине 73 получен приток воды 4,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 121,8 м, максимальная - на отметке минус 158,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 36,5 м. Площадь залежи - 8 тыс.м².

Блок IXa. Залежь вскрыта 3 скважинами (оц-1, оц-2, 99, 100), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 24,2 м (скв.оц-1) до 32,2 м (скв.99), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 7,2 м (скв.оц-2) до 15,7 м (скв.99). По разрезу прослеживается 2-5 пластов-коллекторов.

В скважине 99 при опробовании получены притоки нефти дебитом 0,4 м³/сут и воды 0,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 109,8 м (скв.оц-1), максимальная - на отметке минус 180,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 99, высота залежи 70,5 м. Площадь залежи 46 тыс. м².

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керна и составляют 6,0 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора. Пласты не опробованы.

Кровля нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 175,5 м, подошва - на отметке минус 187,5 м, высота залежи 12,0 м. Площадь залежи 89 тыс. м².

Блок XIII. Залежь вскрыта 2 скважинами (оц-3, К-61), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Общая толщина горизонта изменяется от 36,0 м (скв.оц-3) до 38,9 м (скв.К-61), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 7,6 м (скв.оц-3) до 8,1 м (скв.К-61). По разрезу прослеживается 4-7 пластов-коллекторов. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 87,8 м (скв. оц-3), максимальная - на отметке минус 114,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине К-61, высота залежи 27,1 м. Площадь залежи 28 тыс.м².

Горизонт Ю-П. К горизонту приурочены нефтяные залежи, распространенные в блоках I, II, III, IIIa, IIIб, IV, V, VI, VI/, VI/, VII, VIIa, VIIa, XI, XIa, XII, XIII. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Блок I. Залежь вскрыта 11 скважинами (1, 9, 35, 36, 41, 42, 48, 55, 56, 64, А-3), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скв. К-42, К-56, 40, 47 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 22,0 м (скв.47) до 50,0 м (скв.64), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,5 м (скв.48) до 20,0 м (скв.1). По разрезу прослеживается 1-4 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 1, 35, 36, 41, 42, 55, 56, 64 получением притоков нефти дебитами 1,44 м³/сут (скв.41) - 8,6 м³/сут (скв.56).

В скважинах 35, 36 при повторном опробовании получены притоки нефти с водой, в скважинах 42, 64 вместе с притоками нефти получены притоки воды дебитами 0,05-1,6 м³/сут. В скв. 64 при опробовании самого верхнего интервала 120,0-126,0 м получен приток чистой нефти дебитом 0,4 м³/сут. При опробовании скважины 40 получен приток воды дебитом 0,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 133,3 м (скв.А-3), максимальная - на отметке минус 209,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 41, высота залежи 76,5 м. Площадь залежи - 96 тыс.м².

Блок II/. В скважине 81 по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, где нефтенасыщенная толщина составляет 6,9 м. По разрезу прослеживается 5 пластов-коллекторов. В скважинах 29, К-44 коллекторы литолого-фациально замещены.

В скважине 81 при опробовании получено 0,4-0,8 м³/сут. нефти и 3,1-3,2 м³/сут. воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 234,5 м, максимальная - на отметке минус 255,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 20,9 м. Площадь залежи - 28 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта 7 скважинами (28, 49, 57, 61, 83, 84, А-1). По комплексу ГИС в скважинах 28, 49, 57, 61, 83, А-1 коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 84 – нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 47,0 м (скв.28) до 71,8 м (скв.84), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,9 м (скв.61) до 19,3 м (скв.49). По разрезу прослеживается 2-8 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 28, 49, 57, 83, 84, где были получены притоки нефти дебитами от 0,5 м³/сут (скв.84) до 11,5 м³/сут (скв.49) и воды дебитами 0,1 (скв.84) - 2,3 (скв.83) м³/сут. В скважине 61 горизонты Ю-П+Ю-П опробованы совместно, где получены притоки нефти с водой дебитами 0,5 и 0,15 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 96,5 м (скв.61), максимальная – на отметке минус 184,5 м по разделу нефть-вода в скважине 84, высота залежи 88,0 м. Площадь залежи - 59 тыс.м².

Блок IIIa. Залежь вскрыта 5 скважинами (2, 21, 50, 58, 60), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 23 коллекторы водонасыщенные, в скважине 51 – литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 51,0 м (скв.21, 50) до 64,0 м (скв.58), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 5,6 м (скв.60) до 12,3 м (скв.21). По разрезу прослеживается 1-8 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 2, 50, 58, 60, где получены притоки нефти дебитами от 0,9 м³/сут (скв.60) до 4,7 м³/сут (скв.2). В скв. 58, 60 вместе с нефтью получены притоки воды дебитами 0,1-0,3 м³/сут. В скв. 50 получен приток жидкости дебитом 16,87 м³/сут.

В скважинах 21, 58 горизонт опробован совместно с горизонтом Ю-П: в скв. 21 дебиты нефти – 1,4 м³/сут и воды – 0,7 м³/сут, в скв.58 дебиты нефти – 2,23 м³/сут и воды – 0,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 88,4 м (скв.21), максимальная - на отметке минус 169,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 58, высота залежи 80,7 м. Площадь залежи - 61 тыс.м².

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Блок IIIб. Залежь вскрыта 7 скважинами (62, 65, 68, 69, 70, 82, 95), из них по данным ГИС коллекторы в скважинах 62, 65, 68, 70, 82, 95 нефтенасыщенные, в скважине 69 - нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 42,0 м (скв.70) до 55,0 м (скв.95), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 16,6 м (скв.68) до 21,6 м (скв.82). По разрезу прослеживается 4-8 пластов-коллекторов.

Горизонт опробован в скважинах 62, 65, 68, 69, 70, 82, 95. Притоки чистой нефти получены в скважинах 70, 82 дебитами нефти 0,7 и 0,5 м³/сут, соответственно. В остальных скважинах получены притоки нефти с водой дебитами нефти 0,2 (скв.65) - 2,2 (скв.69) м³/сут, воды 0,1 (скв. 95) – 1,5 (скв. 69). При повторном опробовании скважин 65 (инт. 124-132м) получены притоки нефти с водой. В скважине 65 горизонт опробован совместно с Ю-III и получены притоки нефти с водой ($Q_n=3,63$ м³/сут, $Q_v=0,4$ м³/сут).

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 117,3 м (скв.68), максимальная - на отметке минус 175,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 82, высота залежи 58,5 м. Площадь залежи – 47 тыс.м².

Блок IV. По комплексу ГИС коллекторы в скважине К-43 нефтенасыщенные, в скважине оц-6 коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 28,6 м (скв.оц-6) до 38,0 м (скв.К-43), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине К-43 составляет 11,0 м. По разрезу прослеживается 4 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 191,9 м, максимальная - на отметке минус 215,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 24,0 м. Площадь залежи - 13 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта 26 скважинами, где по комплексу ГИС коллекторы в скважинах 24, 30, 31, 32, 33, 37, 38, 39, 43, 44, 45, 46, 52, 53, 54, 59, 63, 66, 67, 85, 86, 90, А-2, К-40, К-53, К-55 нефтенасыщенные. В скважине К-35 коллектора водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 30,0 м (скв.К-55) до 67,0 м (скв.39), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,9 м (скв.32) до 27,7 м (скв.46). По разрезу прослеживается 1-7 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 30, 31, 33, 37, 38, 39, 43, 45, 46, 53, 54, 59, 90, где были получены притоки нефти дебитами от 0,48 м³/сут (скв.45) до 11,9 м³/сут (скв.37). В скважинах 31, 43, 45, 90 получены безводные притоки нефти дебитами 0,48 (скв. 45) – 5,4 (скв. 43) м³/сут.

В скважине 31 (инт.перф.223-231м) при повторном опробовании получен притоки нефти и нефти с водой. В скв. 30, 33, 37, 38, 39, 46, 53, 54, 59 получены притоки нефти с водой дебитами нефти 0,5 (скв.39) -11,9 (скв. 37) м³/сут, воды 0,02-1,0 (скв.37) м³/сут. В скважине 53 при повторном опробовании также были получены притоки нефти с водой.

В скважинах 59, 66 при совместном опробовании с горизонтом Ю-III получены притоки нефти дебитами от 0,9 м³/сут (скв.66) до 6,91м³/сут (скв.59) и воды дебитами 0,1 м³/сут (скв.66) - 1,5 м³/сут (скв.59). В скважине 85 получен приток чистой нефти дебитом 0,9 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 169,0 м (скв.А-2), максимальная - на отметке минус 265,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 45, высота залежи 96,6 м. Площадь залежи - 229 тыс.м².

Блок VI. Залежь вскрыта 6 скважинами (5, 26, 34, 91, 93, К-18), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 54,0 м (скв.34) до 81,2 м (скв.93), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,3 м (скв.34) до 18,1 м (скв.93). По разрезу прослеживается 3-9 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 5, 26, 34, 91, 93. При опробовании скважин 26, 34 получены притоки чистой нефти дебитами 0,48-0,51 м³/сут, соответственно. В скважинах 5, 91, 93 получены притоки нефти с водой дебитами нефти 1,1 м³/сут (скв.91, 93) до 1,2 м³/сут (скв.5) и воды 0,12-0,54 м³/сут. (скв.5).

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 104,1 м (скв.5), максимальная - на отметке минус 217,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине К-18, высота залежи 112,9 м. Площадь залежи - 59 тыс.м².

Блок VI/. Залежь вскрыта 3 скважинами (25, 88, 92, 98), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 52,5 м (скв.88) до 59,0 м (скв.98), эффективная

нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,1 м (скв.92) до 13,3 м (скв.88). По разрезу прослеживается 2-6 пластов-коллекторов.

В скважине 25 при опробовании получен приток нефти дебитом 0,9 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 167,0 м (скв.25), максимальная - на отметке минус 220,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 88, высота залежи 53,3 м. Площадь залежи – 22 тыс.м².

Блок VI/. По комплексу ГИС в скважине 22 коллекторы нефтенасыщенные толщиной 10,1 м, где при опробовании получен приток нефти дебитом 6,76 м³/сут. При опробовании верхних интервалов получен приток нефти с водой дебитами нефти 0,4 м³/сут и воды 0,4 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 141,6 м, максимальная - на отметке минус 198,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 57,2 м. Площадь залежи - 17 тыс.м².

Блок VII. Залежь вскрыта 5 скважинами (72, 76, 87, К-50, К-51), из них по комплексу ГИС коллекторы в скважинах 72, 76, 87, К-50, К-51 нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 27,0 м (скв.К-50) до 52,0 м (скв.72), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,0 м (скв.К-50) до 11,6 м (скв.87). По разрезу прослеживается 1-6 пластов-коллекторов.

При опробовании в скважине 87 получен приток нефти 0,1 м³/сут и воды 0,5 м³/сут, при совместном опробовании с Ю-III в скважине 72 получен приток нефти с водой (Q_н=1,56 м³/сут, Q_в=0,7 м³/сут).

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 122,4 м (скв.72), максимальная - на отметке минус 195,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 76, высота залежи 73,0 м. Площадь залежи - 76 тыс.м².

Блок VIIa. Залежь вскрыта скважиной 89, по комплексу ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, где нефтенасыщенная толщина составляет 10,8 м.

При опробовании получен приток воды 1,0 м³/сут. При совместном опробовании с Ю-III - приток воды дебитом 2,0 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 131,1 м, максимальная - на отметке минус 144,2 м по разделу нефть-вода, высота залежи 13,1 м. Площадь залежи - 8 тыс.м².

Блок VIIa. По комплексу ГИС коллекторы в скважинах К-45 и оц-4 нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 63,2 м (скв.оц-4) до 77,0 м (скв.К-45), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,6 м (скв.оц-4) до 11,7 м (скв.К-45). По разрезу прослеживается 3-5 пластов-коллекторов. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 112,3 м (скв.К-45), максимальная - на отметке минус 146,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине оц-4, высота залежи 33,9 м. Площадь залежи - 21 тыс.м².

Блок XI. По комплексу ГИС в скважинах 13, оц-7 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта составляет 47,0 м (скв.13, оц-7), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,0 м (скв.13) до 10,1 м (скв.оц-7). По разрезу прослеживается 1-5 пластов-коллекторов.

В скважине 13 при опробовании получен приток нефти дебитом 0,15 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 247,5 м (скв.оц-7), максимальная - на отметке минус 272,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине оц-7, высота залежи 25,1 м. Площадь залежи - 26 тыс.м².

Блок XIa. По комплексу ГИС в скважине оц-1 коллекторы нефтенасыщенные, в скважинах оц-2, 100 – нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 41,5 м (скв.100) до 48,4 м (скв.99), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,9 м (скв.100) до 9,3 м (скв. оц-1). По разрезу прослеживается 3-9 пластов-коллекторов.

В скважине оц-2 при опробовании получен приток нефти дебитом 1,8 м³/сут. и воды 0,2 м³/сут. В скважине 99 при опробовании получен приток воды дебитом 3,0 м³/сут. В скважине 100 при опробовании получен приток нефти дебитом 1,4 м³/сут. и воды 0,2 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 137,6 м (скв.оц-1), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 196,2 м в скважине оц-2, высота залежи 58,6 м. Площадь залежи - 55 тыс.м².

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керн и составляют 6,0 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора. Пласты не опробованы.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Кровля нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 228,5 м, подошва - на отметке минус 284,0 м, высота залежи 55,5 м. Площадь залежи 114 тыс.м².

Блок XIII. По комплексу ГИС в скважинах К-61, оц-3 коллекторы нефтенасыщенные, в К-15 коллектора замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 31,0 м (скв.К-15) до 38,0 м (скв.К-61), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,1 м (скв.оц-3) до 3,9 м (скв.К-61). По разрезу прослеживается 2-5 пластов-коллекторов.

При опробовании скважины оц-3 получены притоки нефти дебитом 0,2 м³/сут и воды - 0,5м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 136,6 м (скв.оц-3), максимальная - на отметке минус 160,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине К-61, высота залежи 23,8 м. Площадь залежи - 49 тыс.м².

Горизонт Ю-III. К горизонту приурочены нефтяные залежи, распространенные в блоках I, II, II/, III, IIIa, IIIб, V, VI, VI/, VII, VIII, VIIIa, IX, XI, XIa, XII. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Блок I. Залежь вскрыта 7 скважинами (1, 36, 42, 47, 48, 64, А-3), из них по данным ГИС в скважинах 1, 48, А-3 коллектора нефтенасыщенные, в скважинах 36, 42, 47, 64 нефтеводонасыщенные. В скважинах 9, 35, 40, К-42, К-56 – водонасыщенные, в остальных скважинах – литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м (скв.А-3) до 70,0 м (скв.64), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 м (скв.36) до 17,5 м (скв.1). По разрезу прослеживается 1-6 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 1, 47, 48, где получены притоки нефти дебитами от 0,34 м³/сут (скв.47) до 5,5 м³/сут (скв.1). В скв. 42 получены притоки водой с плёнкой нефти. В скв. 9, 64 получены притоки воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 178,3 м (скв.А-3), максимальная - на отметке минус 247,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 47, высота залежи 69,2 м. Площадь залежи - 77 тыс.м².

Блок II. Залежь вскрыта 9 скважинами (71, 74, 75, 78, К-48, 94, 96, 97), из них по данным ГИС в скважине 74 коллекторы нефтенасыщенные, в остальных скважинах коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважинах 79 коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 36,0 м (скв.79) до 107,0 м (скв.75), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 11,6 м (скв.оц-4) до 45,7 м (скв.96). По разрезу прослеживается 1-13 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 71, 74, 75, 78, 94, 96, 97, где были получены притоки нефти дебитами от 1,0 м³/сут (скв. 94) до 5,02 м³/сут (скв.74), дебиты воды от 0,3 м³/сут (скв.75, 97) до 7,0 м³/сут (скв.97). При повторном опробовании интервала 307-312м в скв. 71 также получен приток нефти с водой.

Горизонт на блоке разрабатывается с 2008г, в процессе разработки в скважинах 94 и 96, пробуренных в 2017, 2018 годах, нижние пласты-коллекторы обводнены, текущий ВНК фиксируется на абсолютных отметках минус 328,6 м и минус 329,0 м соответственно.

Поднятие ВНК в этих скважинах объясняется, тем, что при вводе скважин залежь уже пребывала в эксплуатации и по ним получено текущее положение ВНК.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 233,7 м (скв.75), максимальные - на отметках минус 332,8 м по разделу нефть-вода в скважине 75 и минус 336,5 м по разделу нефть-вода в скважине 97, высота залежи 102,8 м. Площадь залежи – 49 тыс.м².

Блок II/. В скважине 81 по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, где нефтенасыщенная толщина составляет 9,6 м.

В скважине 81 при опробовании получены притоки нефти дебитами 0,4-1,7 м³/сут и воды 1,6-4,4 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 316,4 м, максимальная – на отметке минус 333,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 16,8 м. Площадь залежи – 26 тыс.м².

Блок III. Залежь вскрыта 7 скважинами (28, 49, 57, 61, 83, 84, А-1), из них по данным ГИС в скв.28, 49, 57, 61, 84 коллекторы нефтенасыщенные, в скв. 83, А-1 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 48,5 м (скв.84) до 63,5 м (скв.83), эффективная

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,3 м (скв.84) до 28,0 м (скв.А-1). По разрезу прослеживается 1-8 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скв. 57, 61, 83, 84, где были получены притоки нефти дебитами от 0,2 м³/сут (скв.61) до 2,68 м³/сут (скв.57) и воды от 0,18 м³/сут (скв.61) до 3,5 м³/сут (скв.83). В скв. 28 получен безводный приток нефти дебитом 0,42 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 152,1 м (скв.61), максимальная - на отметке минус 245,8 м по разделу нефть-вода в скважине А-1, высота залежи 93,7 м. Площадь залежи - 56 тыс.м².

Блок Ша. Залежь вскрыта 6 скважинами (2, 21, 50, 51, 58, 60), из них по данным ГИС в скважинах 21, 60 коллекторы нефтенасыщенные, в скважинах 2, 50, 51, 58 – нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 27,0 м (скв.23) до 68,4 м (скв.50), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,0 м (скв.58) до 21,8 м (скв.21). По разрезу прослеживается 1-9 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 2, 21, 50, 51, 60, где получены притоки нефти дебитами от 2,7 м³/сут (скв.60) до 18,9 м³/сут (скв.51). В скважинах 2, 21, 51 получены безводные притоки нефти дебитами 6,92; 11,5; 18,9 м³/сут. При опробовании вышележащего интервала в скважине 21 получены притоки нефти с водой. В скважине 50 получен приток жидкости дебитом 18,6 м³/сут. При опробовании скважине 60 получен приток нефти с водой дебитами нефти 2,7 м³/сут и воды 0,4 м³/сут.

Минимальная отметка нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 149,5 м (скв.21), максимальная - на отметке минус 199,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 60, высота залежи 49,8 м. Площадь залежи - 66 тыс.м².

Блок ШБ. Залежь вскрыта 7 скважинами (62, 65, 68, 69, 70, 82, 95), где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 27,5 м (скв.69) до 62,0 м (скв.62), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,0 м (скв.62) до 9,7 м (скв.70). По разрезу прослеживается 1-4 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 68, 70, 82 и получением притоков нефти с водой дебитами нефти от 1,0 м³/сут (скв.82) до 3,4 м³/сут (скв.68) и воды от 0,8 м³/сут (скв.68) до 3,0 м³/сут (скв.82).

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 170,9 м (скв.68), максимальные - на отметках минус 196,3 м по разделам нефть-вода в скважинах 69 и 95 и минус 197,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 82, высота залежи 26,6 м. Площадь залежи – 33 тыс.м².

Блок V. Залежь вскрыта 24 скважинами, из них по данным ГИС в 7 скважинах (24, 33, 37, 39, 52, 66, А-2) коллекторы нефтенасыщенные, в 16 скважинах (30, 31, 32, 38, 44, 46, 53, 54, 59, 63, 67, 85, 86, 90, К-40, К-53, К-55) коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважине К-35 коллекторы водонасыщенные, в скважине 45 – литолого-фашиально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м (скв.А-2) до 72,0 м (скв.63), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 м (скв.31) до 52,0 м (скв.63). По разрезу прослеживается 1-13 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием в скважинах 24, 30, 32, 33, 37, 38, 39, 44, 46, 52, 53, 54, 59, 63, 66, 67, 85, 86, 90.

В скважинах: 32 (инт. 256-270 м), 33, 37, 38, 39, 44, 46 (инт. 256-261м), 52, 53, 54, 90 получены безводные притоки нефти дебитами 0,28 м³/сут (скв. 39) – 25,1 м³/сут (скв.46).

В скважинах: 24, 32 (инт.перф. 249-254 м, 243-246 м, 235-237 м, 227-230м), 46 (инт.перф. 265-275 м, 244-252м), 59, 63, 66, 67, 85, 86 получены притоки нефти с водой дебитами нефти 0,4 м³/сут (скв. 66) – 4,23 м³/сут (скв. 24) и воды 0,2 м³/сут (скв. 86) – 8,1 м³/сут (скв. 59). В скв. 30 получен приток жидкости дебитом 10,7 м³/сут.

В скважинах: 32 (инт.перф.256-270 м), 37, 46, 52, 59 при повторных опробованиях в большинстве случаев получены притоки нефти с водой.

Горизонт на блоке разрабатывается с 1992г, нижние пласты в скважине 90, пробуренной в 2014 г, обводнены. Кровля воды отбивается на отметке минус 266,4 м.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 225,0 м (скв.А-2), максимальные – на отметках минус 292,4 м (скв.31) и минус 296,7 м (скв.59) по разделам нефть-вода, высота залежи 71,7 м. Площадь залежи - 210 тыс.м².

Блок VI. Залежь вскрыта 7 скважинами (5, 26, 27, 34, 91, 93, К-18), из них по данным ГИС в скважине 5 коллекторы нефтенасыщенные, в остальных скважинах коллекторы

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 46,0 м (скв.93) до 80,0 м (скв.34), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,8 м (скв.26) до 23,0 м (скв.91). По разрезу прослеживается 2-6 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробованием скважин 5, 27, где получены притоки нефти дебитами от 4,8 м³/сут (скв.27) до 6,9 м³/сут (скв.5). В скв. 34 получен приток жидкости дебитом 0,88 м³/сут.

Горизонт разрабатывается с 1992г, в процессе разработки в скважине 91, пробуренной в 2014 г, нижние пласты обводнены, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на абсолютной отметке минус 238,3 м.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 190,1 м (скв.5), максимальная - на отметке минус 248,3 м по разделу нефть-вода в скважинах К-18 и 93, высота залежи 58,2 м. Площадь залежи - 74 тыс.м².

Блок VI/. Залежь вскрыта 3 скважинами (25, 88, 92, 98). По комплексу ГИС в скважине 25 коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 88, 92, 98 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 26,3 м (скв.25) до 73,3 м (скв.88), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,5 м (скв.25) до 9,7 м (скв.92). По разрезу прослеживается 2-5 пластов-коллекторов.

Продуктивность горизонта установлена опробование новых скважин 88 и 92, где получены притоки нефти дебитами нефти 0,7-1,6 м³/сут и воды 0,4-1,7м³/сут. В скважине 98 – приток нефти с водой ($Q_n=0,4$ м³/сут; $Q_v=0,1$ м³/сут).

Горизонт на блоке разрабатывается с 2014г, в процессе разработки в скважине 98, пробуренной в 2020 году, пласты-коллекторы обводнены, текущий ВНК фиксируется на абсолютной отметке минус 276,5 м.

Поднятие ВНК в этой скважине объясняется, тем, что при вводе скважины залежь уже пребывала в эксплуатации и по ней получено текущее положение ВНК.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 227,9 м (скв.92), максимальная - на отметке минус 288,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 92, высота залежи 60,7 м. Площадь залежи – 24 тыс.м².

Блок VII. Залежь вскрыта 5 скважинами (72, 76, 87, К-50, К-51), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 38,0 м (скв.К-50) до 49,0 м (скв.87), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 м (скв.76) до 5,5 м (скв.72). По разрезу прослеживается 1-5 пластов-коллекторов.

При опробовании в скважине 87 приток нефти дебитом 0,9 м³/сут с водой дебитом 2,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 179,7 м (скв.72), максимальная - на отметке минус 239,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 76, высота залежи 59,4 м. Площадь залежи - 82 тыс.м².

Блок VIII. По данным ГИС в скважине 73 коллекторы нефтеводонасыщенные, где нефтенасыщенная толщина составляет 5,9 м и при опробовании получен приток воды дебитом 4,3 м³/сут с пленкой нефти.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 238,4 м, максимальная - на отметке минус 250,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи 11,6 м. Площадь залежи - 11 тыс.м².

Блок VIIIa. По данным ГИС в скважинах К-45 и оц-4 коллекторы нефтенасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 62,0 м (скв.оц-4) до 63,0 м (скв.К-45), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 м (скв.оц-4) до 2,5 м (скв.К-45). По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора.

Горизонт опробован в скважине оц-4, где получены притоки нефти с водой дебитами 0,1 и 0,5 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 209,3 м (скв.К-45), максимальная - на отметке минус 214,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине оц-4, высота залежи 5,1 м. Площадь залежи - 12 тыс.м².

Блок IX. По данным ГИС в скв.К-16, оц-5 коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине 4 - водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 40,0 м (скв.4) до 58,0 м (скв.оц-5), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,7 м (скв.оц-5) до 3,1 м (скв.К-16). По разрезу прослеживается 1-4 пластов-коллекторов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При опробовании скважины оц-5 получены притоки нефти с водой: дебиты нефти 0,1 м³/сут и воды - 0,3 м³/сут. скважины 4 - приток воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 202,1 м (скв.оц-5), максимальная – на отметке минус 233,8 по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине К-16, высота залежи 31,7 м. Площадь залежи - 17 тыс.м².

Блок XI. По данным ГИС в скважинах 13 и оц-7 коллекторы нефтеводонасыщенные, где нефтенасыщенные толщины составляют 3,0 м (скв.13) и 5,7 м (скв.оц-7). По разрезу прослеживается 3-5 пластов-коллекторов.

В скважине 13 при опробовании получен приток нефти с водой, дебит нефти 0,3 м³/сут., дебит воды - 0,6 м³/сут. В скважине оц-7 в инт. перф.316,0-319,0 м получен приток нефти дебитом 0,4 м³/сут, в инт.перф. 303,0-308,0 м получен приток нефти дебитом 0,7 м³/сут и воды дебитом 1,2 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 317,3 м (скв.оц-7), максимальная - на отметке минус 337,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине оц-7, высота залежи до 20,0 м. Площадь залежи - 19 тыс.м².

Блок XIa. По данным ГИС в скважине оц-1 коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважинах оц-2, 99, 100 - водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 53,2 м (скв.99) до 60,9 м (скв.оц-1), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине оц-1 составляет 8,6 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор.

В скважине оц-1 при опробовании получены притоки нефти с водой: дебиты нефти 1,3 м³/сут и воды - 0,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 191,9 м, максимальная - на отметке минус 200,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине оц-1, высота залежи 8,6 м. Площадь залежи - 3 тыс.м².

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керна и составляют 3,0 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Пласт не опробован.

Кровля нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 340,5 м, подошва - на отметке минус 343,5 м, высота залежи 3,0 м. Площадь залежи 75 тыс.м².

2.2. Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал.

На месторождении Южный Камыскуль керн отобран в 40 скважинах, из них входящие в фонд 15 скважин (57, 58, 59, 60, 62, 75, 76, 77, 78, оц-2, оц-3, оц-4, оц-5, оц-6, оц-7) и 25 скважин (1, 2, 4, 5, 9, 13, К-16, К-18, К-21, К-35, К-40, К-42, К-43, К-45, К-47, К-48, К-50, К-51, К-53, К-55, К-56, К-61, А-1, А-2, А-3), в том числе крелиусные скважины, которые не вошли в фонд. Общая проходка с отбором керна в целом по месторождению составляет 4942,5 м, вынос керна – 2344,6 м или 47,4%, по данным входящий в фонд скважин проходка – 362 м, вынос керна – 221,4м (61,2%), по данным не входящий в фонд скважин проходка – 4580,4м, вынос керна – 2123,2м (46,4%).

В таблице 1.2.6-1 приведены сведения о проходке с отбором, выносе керна и количестве, отобранных на анализ образцов по скважинам.

Таблица 1.2.6-1 - Сведения об отборе и выносе керна по скважинам

№№	№скв.	Проходка, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Боковой грунтонос, обр.	Лаборатор ный анализ керна, обр.	Кондицион ные анализы, обр.
1	2	3	4	5	6	7	8
Входящие в фонд скважин							
1	57	17	2,6	15,3	-	1	1
2	58	11	н/д	н/д	-	6	4
3	59	10	1,3	13,0	-	3	1
4	60	н/д	н/д	н/д	-	4	1
5	62	н/д	н/д	н/д	-	4	3
6	75	60	22,5	37,5	-	4	4
7	76	60	37	61,7	-	12	5
8	77	70	40,5	57,9	-	29	15
9	78	22,0	22,0	100,0	-	58	58
10	ОЦ-2	24	22,9	95,4	-	28	4
11	ОЦ-3	16,8	12	71,4	-	25	18
12	ОЦ-4	22	17,8	80,9	-	35	14
13	ОЦ-5	12	10,9	90,8	-	12	1
14	ОЦ-6	19,85	14,53	73,2	-	40	35
15	ОЦ-7	17,36	17,36	100	-	40	35
Итого:		362,0	221,4	61,2	-	301	199
Не входящие в фонд скважин							
1	1	10	2,5	25,0	44		
2	2				42		
3	4	63	15	23,8	47		
4	5	24	2,4	10,0	35		
5	9				30		
6	13	35	25	71,4	30		
7	А-1	н/д	н/д	н/д	-	21	12
8	А-2	н/д	н/д	н/д	-	7	6
9	А-3	н/д	н/д	н/д	-	9	9
10	К-16	220,6	56,2	25,5	-		
11	К-18	250,3	79,15	31,6	-		
12	К-21	170,45	28,5	16,7	-		
13	К-35	327,8	160,3	48,9	-		
14	К-40	281,7	145,4	51,6	-		
15	К-42	383,3	202,3	52,8	-		
16	К-43	233,5	103,46	44,3	-		
17	К-45	294,3	138,4	47,0	-		
18	К-47	308	146	47,4	-		
19	К-48	308,18	162,8	52,8	-		
20	К-50	199,8	106,4	53,3	-		
21	К-51	284,2	132,8	46,7	-		
22	К-53	308,2	176,2	57,2	-		
23	К-55	357,8	173,6	48,5	-		
24	К-56	349,2	183,7	52,6	-		
25	К-61	171,1	83,1	48,6	-		
Итого:		4580,4	2123,2	46,4	228	37	27
Всего:		4942,5	2344,6	47,4	228	338	226

* н/д – нет данных

Горизонт Ю-І. Пласт А

Блок І. Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м до 16,0 м, в среднем составляя 14,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,3 м до 10,0 м, в среднем составляя 6,3 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,440 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,76 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок ІІ. Общая толщина горизонта изменяется от 16,0 м до 40,0 м, в среднем составляя 28,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,5 м до 9,9 м, в среднем составляя 5,8 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,160 д.ед., коэффициент расчлененности - 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 9,2 м до 37,0 м, в среднем составляя 19,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,0 м до 11,9 м, в среднем составляя 5,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,257 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,6.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,71 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Ю-І. Пласт Б

Блок І. Общая толщина горизонта изменяется от 23,6 м до 40,0 м, в среднем составляя 32,8 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,4 м до 9,5 м, в среднем составляя 6,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,219 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,74 д.ед.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,32 д.ед., проницаемость – 4,1 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 33,5 м до 46,0 м, в среднем составляя 36,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,1 м до 11,0 м, в среднем составляя 6,8 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,268 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,70 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,57 мкм².

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 20,3 м до 43,0 м, в среднем составляя 31,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,7 м до 21,5 м, в среднем составляя 10,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,320 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,4

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,76 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,24 д.ед. Гидродинамические исследования не изучены.

Блок IIIa. Общая толщина горизонта изменяется от 22,0 м до 31,0 м, в среднем составляя 26,6 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 5,7 м до 10,0 м, в среднем составляя 8,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,283 д.ед., коэффициент расчлененности – 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,82 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок IIIб. Общая толщина горизонта изменяется от 21,0 м до 37,5 м, в среднем составляя 26,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 3,4 м до 12,3 м, в среднем составляя 6,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,273 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,75 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 19,0 м до 20,0 м, в среднем составляя 19,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 7,6 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,400 д.ед., коэффициент расчлененности – 3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,68 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,19 мкм².

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 13,0 м до 40,0 м, в среднем составляя 22,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 2,7 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,632 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,68 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед. Гидродинамические исследования не изучены.

Блок VII. Общая толщина горизонта изменяется от 24,6 м до 36,0 м, в среднем составляя 33,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 11,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,444 д.ед., коэффициент расчлененности – 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., проницаемость – 120,5 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок VI'. Общая толщина горизонта составляет 38,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 3,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,453 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,8.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,60 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VIII. Общая толщина горизонта составляет 41,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 14,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,344 д.ед., коэффициент расчлененности – 6.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок XIa. Общая толщина горизонта изменяется от 24,2 м до 29,9 м, в среднем составляя 27,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 7,2 м до 15,7 м, в среднем составляя 10,3 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,331 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 д.ед.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., проницаемость – 87,5 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керн и составляют 6,0 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок XIII. Общая толщина горизонта изменяется от 36,0 м до 38,9 м, в среднем составляя 37,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 7,6 м до 8,1 м, в среднем составляя 7,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,210 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,5

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,63 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Ю-II

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 22,0 м до 50,0 м, в среднем составляя 37,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,5 м до 20,0 м, в среднем составляя 12,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,299 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 2,86 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 49,0 м до 54,0 м, в среднем составляя 51,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 5,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,311 д.ед., коэффициент расчлененности – 7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,60 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,48 мкм².

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 47,0 м до 71,8 м, в среднем составляя 56,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,9 м до 19,3 м, в среднем составляя 14,6 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,269 д.ед., коэффициент расчлененности – 5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,29 д.ед. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,14 мкм².

Блок IIIa. Общая толщина горизонта изменяется от 51,0 м до 64,0 м, в среднем составляя 55,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 7,0 м до 12,3 м, в среднем составляя 9,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,156 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,8.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,77 д.ед.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,27 д.ед. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,23 мкм².

Блок IIIб. Общая толщина горизонта изменяется от 42,0 м до 55,0 м, в среднем составляя 49,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 16,6 м до 21,6 м, в среднем составляя 19,3 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,399 д.ед., коэффициент расчлененности – 6,1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,74 д.ед.

По лабораторным исследованиям керн коэффициент пористости в среднем составляет 0,21 д.ед. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,24 мкм².

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 28,6 м до 38,4 м, в среднем составляя 33,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора 11,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,289 д.ед., коэффициент расчлененности – 4.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,74 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна проницаемость составляет 664,1 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 30,0 м до 67,0 м, в среднем составляя 44,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 0,9 м до 27,7 м, в среднем составляя 11,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,269 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,77 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,28 д.ед., проницаемость – 25,43 мкм². По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,33 мкм².

Блок VI. Общая толщина горизонта изменяется от 54,0 м до 81,2 м, в среднем составляя 68,8 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 11,3 м до 18,1 м, в среднем составляя 15,3 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,217 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,15 мкм².

Блок VI/. Общая толщина горизонта изменяется от 52,5 м до 59,0 м, в среднем составляя 54,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 6,1 м до 13,3 м, в среднем составляя 9,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,165 д.ед., коэффициент расчлененности – 4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,70 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VI/. Общая толщина горизонта составляет 70,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 10,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,144 д.ед., коэффициент расчлененности – 5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,27 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VII. Общая толщина горизонта изменяется от 27,0 м до 52,0 м, в среднем составляя 36,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 3,0 м до 11,6 м, в среднем составляя 8,2 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,224 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,8.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VIIa. Общая толщина горизонта составляет 44,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 10,8 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,217 д.ед., коэффициент расчлененности – 3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,35 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,71 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VIIa. Общая толщина горизонта изменяется от 63,2 м до 77,0 м, в среднем составляя 70,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 11,6 м до 11,7 м, в среднем составляя 11,65 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,168 д.ед., коэффициент расчлененности – 4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,62 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,33 д.ед., проницаемость – 18,6 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок XI. Общая толщина горизонта 47,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 4,9 м до 10,1 м, в среднем составляя 7,5 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,332 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,66 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., проницаемость – 3,85 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок XIa. Общая толщина горизонта изменяется от 41,5 м до 48,4 м, в среднем составляя 45,1 м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 8,6 м до 10,1 м, в среднем составляя 9,3 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,348 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,35 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,74 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,85 мкм².

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керна и составляют 6,0 м. По разрезу прослеживается 2 пласта-коллектора.

Блок XIII. Общая толщина горизонта изменяется от 31,0 м до 38,0 м, в среднем составляя 34,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 3,1 м до 3,9 м, в среднем составляя 3,5 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,098 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,68 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 55,49 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Горизонт Ю-III

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м до 70,0 м, в среднем составляя 59,8 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,4 м до 17,5 м, в среднем составляя 7,1 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,205 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,8.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,35 д.ед., проницаемость – 478,49 мкм². По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,28 мкм².

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 36,0 м до 107,0 м, в среднем составляя 73,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,9 м до 45,7 м, в среднем составляя 31,6 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,519 д.ед., коэффициент расчлененности – 7,8.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,85 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,33 д.ед., проницаемость – 168,7 мкм². По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 1,42 мкм².

Блок II/. Общая толщина горизонта составляет 38,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 9,6 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,661 д.ед., коэффициент расчлененности – 7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,71 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 48,5 м до 63,5 м, в среднем составляя 57,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 3,3 м до 28,0 м, в среднем составляя 8,7 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,162 д.ед., коэффициент расчлененности – 4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,66 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., проницаемость – 263,9 мкм². По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 1,65 мкм².

Блок IIIа. Общая толщина горизонта изменяется от 27,0 м до 68,0 м, в среднем составляя 53,4 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,0 м до 21,8 м, в среднем составляя 11,1 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,344 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,6.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,75 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., проницаемость – 0,032 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок IIIб. Общая толщина горизонта изменяется от 27,5 м до 62,0 м, в среднем составляя 44,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,0 м до 9,7 м, в среднем составляя 5,0 м. Коэффициент песчанности в среднем составляет 0,312 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,39 мкм².

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м до 72,0 м, в среднем составляя 52,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,4 м до 52,0 м, в среднем составляя 22,1 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,534 д.ед., коэффициент расчлененности – 5,4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,88 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,27 д.ед., проницаемость – 4146,7 мкм². По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,32 мкм².

Блок VI. Общая толщина горизонта изменяется от 46,0 м до 80,0 м, в среднем составляя 61,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 3,4 м до 20,0 м, в среднем составляя 8,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,272 д.ед., коэффициент расчлененности - 6.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VI/. Общая толщина горизонта изменяется от 26,3 м до 73,3 м, в среднем составляя 60,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,5 м до 9,7 м, в среднем составляя 5,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,120 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,67 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,13 мкм².

Блок VII. Общая толщина горизонта изменяется от 38,0 м до 49,0 м, в среднем составляя 41,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,8 м до 5,5 м, в среднем составляя 4,0 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,096 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,70 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,04 мкм².

Блок VIII. Общая толщина горизонта составляет 49,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 5,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,402 д.ед., коэффициент расчлененности - 10.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,77 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок VIIIa. Общая толщина горизонта изменяется от 62,0 м до 63,0 м, в среднем составляя 62,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,2 м до 2,5 м, в среднем составляя 1,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,030 д.ед., коэффициент расчлененности - 2.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед. коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., проницаемость – 190,4 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок IX. Общая толщина горизонта изменяется от 40,0 м до 58,9 м, в среднем составляя 47,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 2,7 м до 3,1 м, в среднем составляя 2,9 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,174 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,44 д.ед. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок XI. Общая толщина горизонта составляет 34,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется от 3,0 м до 5,7 м, в среднем составляя 4,4 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,544 д.ед., коэффициент расчлененности - 4.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,59 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., проницаемость – 25,2 мкм². Гидродинамические исследования не изучены.

Блок XIa. Общая толщина горизонта изменяется от 53,2 м до 60,9 м, в среднем составляя 56,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 8,6 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0,298 д.ед., коэффициент расчлененности - 6.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,58 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,36 мкм².

Блок XII. По скважине К-46 интервалы нефтенасыщенных коллекторов выделены по данным керна и составляют 3,0 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

1.2.7. Особо охраняемые природные территории

Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов и воздушного пространства над ними с природными комплексами и объектами государственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особой охраны. Непосредственно на территории месторождения особо охраняемые природные территории отсутствуют. На территории Атырауской области имеется несколько ООПТ:

Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря. В настоящее время, в соответствии со ст. 268 Экологического кодекса РК «границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан».

В состав заповедной зоны входят:

-Акватория и пойма р. Жайык (Урал) (от разветвления р. Жайык (Урал) на рукава Зарослый и Яицкий до устья р. Барбастау);

-Дельта р. Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты р. Волги (в границах Казахстана);

- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка).

Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Главе 19 Экологического кодекса РК.

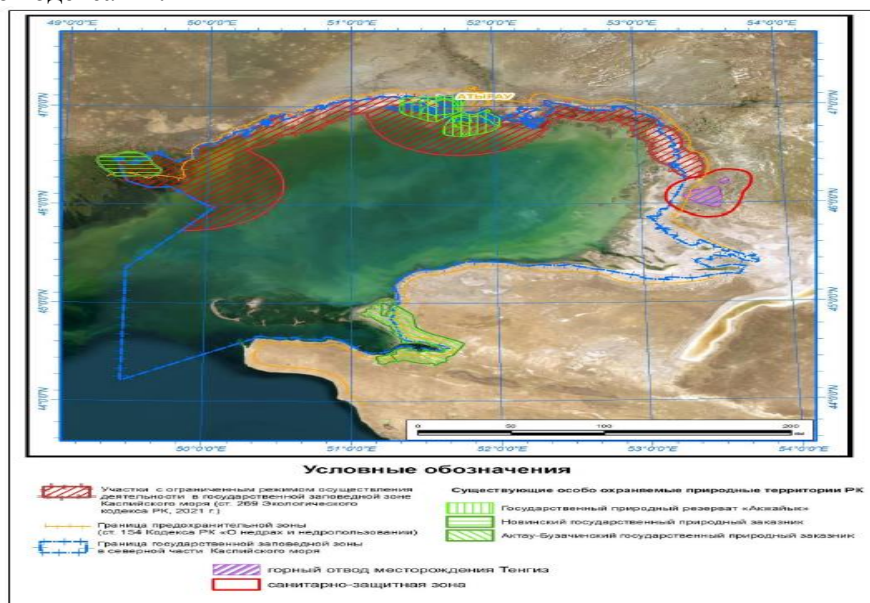


Рисунок 9. Карта расположения ООПТ

Новинский государственный заказник (46°15' с.ш.; 49°45' в. д.), площадью 45,0 тыс. га, основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России. В заказнике охраняются

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дремаастраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь-кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.). В настоящее время территория заказника практически полностью под водой в связи с повышением уровня моря.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» создан в 2009 г. с целью охраны водно-болотных угодий международного значения, согласно Рамсарской конвенции об охране водных и околоводных птиц и их местообитаний.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 11500 га, из них на землях Махамбетского района – 57595 га, на землях г. Атырау – 53905 га.

Резерват охватывает дельту р. Жайык и прилегающие водно-болотные угодья переходной зоны море-суша. Растительность представлена густыми высокими (3-6 м) зарослями тростника (*Phragmites australis*), рогоза (*Typha angustifolia*, *T. laxa*, *T. minima*) в воде и тростниково-клубнекамышевыми сообществами (*Phragmites australis*, *Bolboschoenus maritimus*) на суше. В подводном ярусе преобладают макрофиты из родов (*Potamogeton*, *Ceratophyllum*, *Miriophyllum*, *Najas*, *Ruppia* др.). В лагунах междуречья Волга-Жайык встречаются виды, занесенные в Красную Книгу: кувшинка белая (*Nymphaea alba*), лотос орехоносный (*Nelumbo nucifera*), альдрованда пузырчатая (*Aldrovanda vesiculosa*) и водяной орех (*Trapa natans*). Последние два вида отмечены также в дельте Жайыка.

В дельте реки Жайык и на прилегающем побережье моря зарегистрировано 292 вида птиц.

В список МСОП и в Красную книгу РК занесено 26 видов птиц. Общее количество птиц в период миграций, по экспертным оценкам, достигает 3 млн. особей.

На территории резервата обитает 76 из зарегистрированных для Каспийского моря 126 видов и подвидов рыб и круглоротых, относящиеся к 17 семействам. Главенствующее положение среди них занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвидов. Все другие семейства, включая осетровых, представлены не более чем 1-7. Подробная таксономическая структура рыб, обитающих на резервате и дельте реки Урал запасы промысловых видов в дельте и придельтовой зоне значительны. Основными промысловыми видами в настоящее время являются осетровые, вобла, лещ, сазан, судак, сазан, жерех, сом.

Территория разработки месторождения Тенгиз расположена недалеко (1,2 км) от границы Мангистауской области РК. Самой близко расположенной ООПТ Мангистауской области к проектному участку является Актау-Бузачинский заказник (см. рис. 2.10.3), в 186 км от границ месторождения Тенгиз:

Актау-Бузачинский заказник. Актау-Бузачинский заказник, площадью в 170000 га, расположен на юго-западной оконечности полуострова Бузачи, в западной части хребта Северный Актау с прилегающей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря.

Граница заказника проходит от залива Актымук через поселок Торлун (Турлен), колодец Тущешагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину. Затем по сухому руслу Шахбагатысай идет до нижней террасы предгорной равнины, далее по краю террасы идет до оврага восточнее поселка Сарыташ и выходит к морю.

Главным богатством заповедника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на п-ве Бузачи, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северный Актау.

Многие обитатели заказника занесены в Красные книги. Это животные редкие, находящиеся на грани уничтожения.

В пределах контрактной территории месторождения Южный Камыскуль, а также близ его расположения отсутствуют памятники, состоящие на учете в органах охраны памятников Комитета культуры РК, имеющих архитектурно-художественную, историко-культурную и археологическую ценность.

В пределах контрактной территории месторождения Южный Камыскуль, а также близ его расположения, нет земель оздоровительного, рекреационного назначения, а также объектов, имеющих статус «Особо охраняемые природные территории».

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям

1.3.1. Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

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;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

Согласно ст.270 Экологического Кодекса РК Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной 2000 метров от отметки среднегодового уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 2 статьи 223 настоящего Кодекса.

Все проектируемые скважины расположены за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, соответствуют требованиям статьи 125 Водного кодекса Республики Казахстан.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

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 удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Проведение экологического мониторинга поверхностных вод при реализации проектных решений не предусматривается, в связи с удаленностью объектов.

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, превышающих выгоды от него

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 1.8 и 1.9.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Нефтяное месторождение Камыскуль Южный расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в тектоническом плане месторождение приурочено к Гурьевскому поднятию Актюбинско-Астраханской зоны поднятий.

В административном отношении месторождение расположено в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

С 1995г. недропользователем является ТОО «Эмбаведьойл», имеющее Государственную Лицензию серии МГ №85 (нефть) от 13 марта 1995г. и Контракт №43 от 05.07.1996г. на добычу нефти.

Структура Камыскуль Южный выявлена в 1944г. сейсморазведкой МОВ. Изучение площади структурным бурением начато в 1945г. В 1957-58 гг. при бурении разведочных скважин (1, 2, 3, 4, 5, 9, 12, 13) были оконтурены залежи нефти в среднеюрских отложениях.

Месторождение открыто в 1958г. разведочной скважиной №2, из которой при опробовании среднеюрских отложений был получен приток нефти дебитом 6,92 м3/сут.

Впервые запасы подсчитаны и утверждены 1963 году в ЦКЗ МГ СССР по категории С1 в количестве: геологических 2942 тыс.т. и 883 тыс.т. извлекаемых.

В 1963-1992гг. были проведены работы по доразведке месторождения: расконсервированы и исследованы ранее пробуренные разведочные скважины, проанализирована геологическая оценка месторождения для постановки дальнейших работ.

В 1992г. был разработан проект доразведки месторождения Камыскуль Южный, согласно которому были пробурены 36 скважин, из них 15 разведочные (25, 26, 27, 32, 33, 34, 38, 39, 44, 45, 47, 48, 49, 50, 51) и 21 эксплуатационная (21, 22, 23, 24, 28, 29, 30, 31, 35, 36, 37, 40, 41, 42, 43, 46, 52, 53, 54, 55, 56).

В 1994г. месторождение было введено в разработку на основании «Технико-экономического обоснования ввода в разработку», выполненного ЦНИЛом ПОЭН в 1991г., принятого как технологическая схема разработки (Протокол технического совещания СП «Эмбаведьойл» от 10.12.1991г.).

В 1996 году АО «Атыраумунайгазгеология» и КазНИГРИ были составлены «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Камыскуль Южный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.1996г.» (протокол ГКЗ РК №45-99-У от 8 декабря 1999г.). Согласно протокола геологические и извлекаемые запасы нефти составляют: по категории С1 – 1279,5/538тыс.т., по категории С2 – 1443,2/230,8тыс.т. Растворенного газа соответственно по категории С1 - 38,0/16,0млн. м3, по категории С2 – 42,9/6,85млн. м3.

В 1998г. ЦНИЛом АО «Эмбаумунайгаз» составлен «Проект разработки месторождения Камыскуль Южный» утвержденный ЦКРРК (протокол от 12 октября 2000г.).

В 2003г. АО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнил отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки», который был принят к сведению и уточненные в нем технологические показатели по отбору нефти и жидкости утверждены на период 2003-2005гг. (Протокол ЦКР РК №23 от 26.06.2003г.).

В 2006г. АО НИПИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Уточнение коэффициента нефтеотдачи и извлекаемых запасов месторождения Камыскуль Южный по состоянию на 01.01.2006 г» (Протокол №510-06-У от 26.05.2006г.). Утвержденные запасы нефти составили: по категории С1: геологические 1384,55тыс.т. и извлекаемые 256,4тыс.т., по категории С2: геологические 1222,52тыс.т. и извлекаемые 190,27тыс.т.

В 2007г. на основании утвержденных запасов ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Уточненный проект разработки» (Протокол ЦКР РК №43 от 15.06.2007г.) согласно которому пробурено 8 эксплуатационных скважин (66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73).

В 2009г. специалистами ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Авторский надзор за выполнением проектных решений Уточненного проекта разработки месторождения Камыскуль Южный» (Протокол ЦКР РК №59 от 01.10.2009г.). В данной работе выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения за период с 01.01.2007г. по 01.04.2009г., по результатам которого рекомендованы мероприятия по регулированию системы разработки месторождения.

В 2009г. выполнен «Проект доразведки месторождения Камыскуль Южный» (протокол №228/2009г. от 20.10.2009г. МТД «Запказнедра»). Согласно проекту на разных блоках месторождения пробурены 5 разведочных скважин (74, 75, 76, 77, 78) с целью поисков залежей нефти в юрских отложениях, общим метражом 1528 м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

С момента составления отчета «Уточнение коэффициента нефтеотдачи и извлекаемых запасов месторождения Камыскуль Южный по состоянию на 01.01.2006 г» (протокол №510-06-У от 26.05.2006г.), в пределах месторождения пробурено 15 скважин (64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78).

В 2011г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Камыскуль Южный Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.07.2011г.» (протокол ГКЗ РК №1162-12-У от 15 марта 2012г.). В целом по месторождению запасы нефти составили– геологические по категориям: В+С1 - 2693 тыс.т., С2 - 803 тыс.т.; извлекаемые по категориям: В+С1 - 498 тыс.т., С2 - 124 тыс.т. Запасы растворенного газа подсчитаны, но не утверждены.

В 2012 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Южный Камыскуль» (Протокол №31 от 25.12.2012 г., письмо КГиН №17-04-215-И от 8.02.2013 г.).

В 2014-2015 гг. составлены и утверждены два отчета по «Авторскому надзору за реализацией Дополнения к УПР...», в рамках которых уточнялись показатели разработки на 2015-16гг. (Протокол №50/23 от 22.08.2014 г., Письмо КГиН 22-04-1122-И от 07.10.2014 г. и Протокол №66/33 от 21.12.2015г., Письмо КГиН №27-5-89-И от 19.01.2016 г.). На дату составления АН-2014 г. пробурено 10 новых скважин - 79, 80, 81, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, АН-2015 г. пробурено 5 новых скважин - 89, 90, 91, 92, 93.

В 2016 г. составлен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Камыскуль Южный по состоянию изученности на 01.01.2016г.» (Протокол №80/13 от 23.12.2013г., Письмо КГиН №27-5-177-И от 20.01.2017 г.), в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки на 3 года 2016г., 2017., 2018г.

В 2019 г. составлен «Авторский надзор за Анализом разработки месторождения Камыскуль Южный по состоянию изученности на 01.01.2019г.» (Письмо 16/927 от 19.06.2019 г.). На дату составления АН-2019 г. пробурено 5 новых скважин – 94, 95, 96, 97, оц-1.

По состоянию изученности на 01.11.19 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет: «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти месторождения Камыскуль Южный Атырауской области Республики Казахстан» (протокол ГКЗ РК №2191-20-У от 25июня 2020г.). На дату составления отчета после АН-2019г. пробурено 4 новые скважины – оц-2, оц-3, оц-4, оц-5.

В целом по месторождению запасы нефти составили – геологические по категориям: В+С1–2856 тыс.т., С2–467 тыс.т.; извлекаемые по категориям: В+С1–489,1 тыс.т., С2–46,0 тыс.т. Запасы растворенного газа подсчитаны, но не утверждены.

Пробуренный фонд, находящийся на балансе предприятия на 01.07.2020г., составляет 82 скважины (21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, оц-1, оц-2, оц-3, оц-4, оц-5).

В 2020 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен и утвержден ЦКРР РК «Проект разработки месторождения Камыскуль Южный по состоянию на 01.07.2020г.» (протокол № 04 - 0/9184-вн от 21.12.2020г.).

В 2020-2022 года в пределах месторождения Южный Камыскуль пробурены 5 скважин (98, 99, 100, оц-6, оц-7), опробование проведены во всех 5 скважинах, из них приток безводной нефти получен в 1 объекте, нефти с водой – в 5 объектах, воды – в 2 объектах; притока нет – в 4 объектах.

В 2022 году выполнен «Авторский надзор за проектом разработки месторождения Камыскуль Южный» по состоянию на 01.07.2022г» (Министерство энергетики РК №31977 от 20.12.2022 г.).

Пробуренный фонд, находящийся на балансе предприятия на 02.01.2024г, составляет 87 скважин (21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, оц-1, оц-2, оц-3, оц-4, оц-5, оц-6, оц-7).

Границы месторождения Южный Камыскуль определены горным отводом. Площадь отвода составляет 2,046 км², глубина разработки до подошвы юрских отложений (от 12.05.2016 г. рег.№241 Д-УВС).

После пересчета запасов на 01.11.2019 год на месторождении проведен нижеследующий комплекс работ:

- пробурены 5 скважин: оц-6 (блок IV), оц-7 (блок XI), 98 (блок VI), 99 и 100 (блок XIa);
- опробованы 14 объектов в 7 скважинах, из них приток безводной нефти получен в 1 объекте,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефти с водой – в 7 объектах, воды – в 2 объектах; притока нет – в 4 объектах;

- состав и свойства нефти изучены из 7 скважин (оц-6, оц-7, 74, 78, 79, 84, 91) в поверхностных условиях по 9 пробам и по 7 рекомбинированным пробам;

- химический состав и физические свойства пластовых вод проведены по 2 пробам из 2 скважин;

- керн отобран и исследован из скважин оц-6, оц-7, проанализированы 80 образцов керна, общая проходка керна составила 37,21 м, из них вынос керна – 31,89 м и 85,7%;

- проведено 18 гидродинамических исследований в 18 скважинах;

- проведен ГИС-контроль в 12 скважинах (28, 37, 42, 52, 53, 62, 63, 66, 78, 80, 81, 97).

В 2024 году проведен «Пересчет запасов нефти...», где утвержденные запасы нефти и растворенного газа по месторождению составляют (протокол ГКЗ РК №2719-24-У от 13 ноября 2024г):

Всего по месторождению:

нефти

В+С1 - геологические – 3331 тыс.т, извлекаемые – 570,8 тыс.т.

С2 - геологические – 720 тыс.т, извлекаемые – 89,6 тыс.т.

растворенного газа:

В+С1 – геологические – 19,67 млн.м3, извлекаемые – 3,37 млн.м3.

С2 – геологические – 3,20 млн.м3, извлекаемые – 0,38 млн.м3.

в том числе в пределах горного отвода

нефти

В+С1 - геологические – 3331 тыс.т, извлекаемые – 570,8 тыс.т.

С2 - геологические – 528 тыс.т, извлекаемые – 52,4 тыс.т.

растворенного газа:

В+С1 – геологические – 19,67 млн.м3, извлекаемые – 3,37 млн.м3.

С2 – геологические – 2,62 млн.м3, извлекаемые – 0,28 млн.м3.

в том числе за пределами горного отвода

нефти

С2 - геологические – 192 тыс.т, извлекаемые – 37,2 тыс.т.

растворенного газа:

С2 – геологические – 0,57 млн.м3, извлекаемые – 0,10 млн.м3

По результатам интерпретации имеющейся геолого-геофизической информации при проведении пересчета запасов углеводородов на месторождении Южный Камыскуль в образцах керна в скважине К-46 в пределах блока XII выявлены нефтенасыщенные пласты-коллекторы.

На основании утвержденных запасов в 2024 году, составлен представляемый отчет. Отчет составлен на основании технического задания Заказчика, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г., «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) и «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.).

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам Компании СП «Эмбаведьойл» за оказанную помощь в получении геологической и технической информации.

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дельнейшей разработки выделенного эксплуатационного объекта месторождения, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д.

Согласно «Методике классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов, инструкций по подсчету запасов полезных ископаемых, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам» от 04.02.2023г. базовым вариантом является вариант утвержденный предыдущего проектного документа, в нашем случае Проект разработки 2020 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки месторождения предусматривается придерживаться установленного режима работы скважин. Так, забойное давление в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне либо выше давления насыщения нефти газом. Забойное давление в нагнетательных скважинах, в вариантах разработки 2 и 3, рекомендуется поддерживать как можно выше, но не более давления гидравлического разрыва пласта ($P_z = 0,90 - 0,95 \cdot P_{гпр}$).

Коэффициенты эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин принимаются на уровне 0,95 д.ед., исходя из необходимости проведения исследовательских работ.

Ниже приведено краткое описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый).

Как упоминалось выше, данный вариант является продолжением реализации утвержденного проектного документа на разработку. Анализ показал, что ряд мероприятий, запланированных ранее в ПР 2020 г. фактически были реализованы, в части бурения трех добывающих скважин (98,99 и 100), но часть мероприятий, такие как вывод из бездействия и перевод под ППД не реализованы, в связи с чем данные мероприятия легли в основу данного базового варианта. Данный вариант рассчитан без бурения новых скважин, запланированы только выводы из бездействия и перевод под ППД.

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект.;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№62,68,82,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67);

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока не запланирована, в связи с отсутствием добывающих скважин.

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Разработка блока планировалась без ППД.

Возвратный объект запланирован к эксплуатации скважинами, работающими на момент составления отчета, и данный вариант идентичен для всех трех представляемых вариантов разработки основного объекта.

I блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной 55, с выводом данной скважины из бездействия в 2030 году

II блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующими скважинами 78 и 79. Также запланирована ликвидация бездействующей скважины 80 в 2025 году.

IIIa блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 60.

IV блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к переводу с основного объекта в 2025 году.

V блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 37. Скважина 43, находящаяся в бездействии, к выводу в эксплуатацию не запланирована.

Вариант 2 (альтернативный).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Разработка блока планировалась без ППД.

Вариант 3 (рекомендуемый).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважины 36 и 55 намечены к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84). В 2027 году запланировано бурение добывающей скважины №103;

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62, в 2027 году запланировано бурение 1 добывающей скважины №104;

IV-блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к выводу из испытания.

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI–блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI’–блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI’’–блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII–блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. По базовому варианту, разработка данного блока планируется существующими 4 скважинами, ОЦ-1, ОЦ-2, 99 и 100. Также, с целью максимального отбора запланированы к бурению две добывающие скважины в 2026 году (№101 и 102).

В 2035 году запланирована ликвидация скважины 81, в 2039 году скважин 72, и 87. В 2044 году предусмотрена ликвидация скважины 80.

1.5.1. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

При определении коэффициента извлечения нефти применялась апробированная в Республике Казахстан покоэффициентная методика, соответствующая действующим инструкциям.

Расчет коэффициента извлечения нефти получен с помощью статистических моделей нефтеотдачи, в зависимости от вязкости нефти μ_n , проницаемости $k_{пр}$, коэффициента пористости m , эффективной нефтенасыщенной толщины h и коэффициента нефтенасыщенности k_n , разработанных по заданию Американского нефтяного институт, через ряд статистических зависимостей конечной нефтеотдачи с помощью многомерного корреляционного анализа (использовалось для блоков II, II’, IIIб, VI, VI’, VI’’, VII XI XIa I эксплуатационного объекта и I, II, IIIa, IV и V 2 (возвратного) объекта

Таблица 1.5.1-1 – Расчет коэффициента извлечения нефти

Параметры	I экспл.объект(Ю-2+3)									
	Блок	II	II'	IIIб	VI	VI'	VI''	VII	XI	XIa
$m_{н.нас}$	МПа*с	154,7	154,7	280	73,51	73,51	1,389257	117	117	117
$k_{пр}$	мД	3462,825	4207,144	0,032	0,002188	25,43	25,43	25,43	25,43	25,43
k_n	д.ед	0,74	0,67	0,65	0,71	0,66	0,8	0,56	0,56	0,56
$b_{нас}$	д.ед	1,023	1,023	1,063	1,057	1,057	1,05	1,003	1,003	1,003
$P_{нас}$	МПа	1,41	1,41	1,43	1,16	1,16	0,66	0,66	0,66	0,66
P	МПа	2,02	2,02	2	2,01	2,01	2	2	2	2
m	д.ед	0,28	0,23	0,26	0,28	0,3	0,27	0,27	0,27	0,27
КИН, д.ед	%	0,250	0,265	0,376	0,066	0,175	0,195	0,055	0,458	0,316

Параметры	II экспл.объект-Ю-I (a+b)				
	I блок	II	IIIa	IV	V
$\square_{н.нас}$	2335,0	148,4	188,0	14,7	188,0
$k_{пр}$	4,1	4,1	4,1	4,1	1,0
k_n	0,75	0,72	0,68	0,69	0,68
$b_{нас}$	1,009	1,009	1,028	1,028	1,028
$P_{нас}$	0,95	0,95	1,08	1,08	1,08
P	1,16	1,16	2	1,5	2
m	0,31	0,3	0,3	0,27	0,27
КИН, д.ед	0,102	0,138	0,036	0,171	0,111

Для всех рассматриваемых вариантов разработки объектов месторождения с поддержанием пластового давления (блоки I, III IIIa IIIб V 1 эксплуатационного объекта расчет коэффициента извлечения нефти проводился по формуле:

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3$$

где:

- K_1 – коэффициент сетки скважин – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- K_2 – коэффициент вытеснения нефти закачиваемым агентом в микрообъеме пласта при достаточно большом объеме прокачиваемого агента;
- K_3 – коэффициент заводнения – коэффициент использования подвижных запасов нефти.

Для расчета составляющих коэффициента охвата сеткой скважин применялись следующие формулы:

$$K_1 = K_1' \times K_1''$$

$$K_1' = 1 - \left(\frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2$$

$$K_1'' = e^{-m_p \times \frac{w^2}{d^2} \times S'}$$

В этих формулах K_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов нефти водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти этих пластов с нефтяной толщиной меньшей некоторой минимальной ($h_{н.мин}$), установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку. Как правило, эта величина определяется из приведенной ниже формулы. Значение по I объекту составляет 2 м.

$$\left(\frac{h_{н.мин}}{h_{ВНЗ}} \right)^2 = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{B_2}{1 - B_2} \right) \times \frac{\mu_e}{\mu_n} \times \frac{\gamma_n}{\gamma_e} \right]^2}$$

где:

- $B_2/(1-B_2)$ – предельный максимально допустимый весовой водонефтяной фактор;
- B_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;
- μ_v/μ_n – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;
- γ_n/γ_v – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в пластовых условиях;
- K_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость продуктивных пластов;
- m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системах заводнения, если $m > 3$, то $m_p = 1$, если $m = 6-8$, $m_p = 2$;
- w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором;
- d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов;
- S' – площадь на одну скважину, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта $K_v = K_1^{1*} K_1^{11*} K_2 = K_1^{1*} K_2$.

Согласно результатам анализов по вытеснению нефти пластовой водой, проведенных на образцах из скважин ОЦ-2 и ОЦ-7. Коэффициент вытеснения нефти водой варьируется в юрских отложениях от 10,64% до 73,02%. Также использовались статистические зависимости коэффициента вытеснения нефти водой в терригенных коллекторах порового типа, от таких параметров коллектора и нефти, как проницаемость (K) и вязкость нефти (μ_H). Эта зависимость с коэффициентом корреляции ($R=0,83$) получена в условиях лабораторного моделирования, выполненного на составах образцов керна продуктивных пород 15 залежей нефти в терригенных отложениях Пермского Прикамья:

$$\lg \hat{E}_2 = 0.0719 \cdot \lg \hat{E} - 0.1033 \cdot \lg \mu_i - 0.105,$$

Для сравнительного анализа были рассмотрены значения K_2 определенных для аналогичных коллекторов соседних месторождений. Сопоставление значений показывает на незначительное отличие, что может быть обусловлено различием вязкостей нефти рассматриваемых залежей.

Коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти - K_3 показывает возможную долю отбора подвижных запасов нефти.

При этом коэффициент заводнения напрямую зависит от V^2 - расчетной послойной неоднородности пластов, соотношения вязкости нефти и воды, системы размещения скважин и расчетной предельной доли агента A , которая в свою очередь зависит от A_2 - весовой предельной доли агента в дебите жидкости типичной средней добывающей скважины:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A,$$

где:

$$K_{3K} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}; \quad K_{3H} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента,

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b, \quad \mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_g} \cdot K_\phi$$

где:

A_2 - предельная массовая доля вытесняющего агента в продукции скважин принята равной 0,98;

μ_0 - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях;

V^2 - расчётная послойная неоднородность пластов;

μ_* - соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях;

K_ϕ - фильтрационный коэффициент, учитывающий тормозящее действия остаточной нефти

$$K_\phi = K_2^{1,5};$$

μ_n - вязкость нефти, мПа·с;

μ_g - вязкость воды, мПа·с;

1.5.2. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлены табличные приложения по рекомендуемому третьему варианту разработки. Альтернативные 1 и 2 варианты представлены в табличных приложениях.

Вариант разработки по возвратному объекту (Ю-IA + Б), как уже говорилось выше, аналогичен для всех трех представляемых вариантов, и приведен ниже в данной главе.

Таблица 1.5.2-1. Месторождение Камыскуль Южный. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	6	0	0	2	0	54	50	7	7	0,72	2,37	11,7
2026	2	2	0	0	0	0	0	0	56	53	7	7	0,66	2,28	11,7
2027	2	2	0	0	0	0	0	0	58	55	7	7	0,61	2,12	11,7
2028	2	2	0	0	0	0	0	0	60	57	7	7	0,60	2,09	11,5
2029	1	1	0	0	0	0	0	0	61	58	7	7	0,58	2,04	11,3
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	62	59	7	7	0,57	2,03	11,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	60	58	7	7	0,56	1,92	11,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	60	58	7	7	0,51	1,88	11,3
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	59	57	7	7	0,49	1,87	11,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	56	54	7	7	0,47	1,88	11,4
2035	0	0	0	0	0	0	1	0	52	50	7	7	0,44	1,84	11,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	2	46	44	5	5	0,44	1,92	12,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	45	43	5	5	0,43	1,90	13,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	42	41	4	4	0,43	1,87	15,5
2039	0	0	0	0	0	0	2	0	40	39	4	4	0,40	1,86	15,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	40	39	4	4	0,35	1,83	15,8
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	40	39	4	4	0,34	1,80	15,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	40	39	4	4	0,32	1,77	16,1
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	40	39	4	4	0,30	1,74	16,2
2044	0	0	0	0	0	0	1	0	39	38	4	4	0,28	1,73	16,4
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	39	38	4	4	0,26	1,70	16,5

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2046	0	0	0	0	0	0	0	0	39	38	4	4	0,24	1,67	16,7
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	39	38	4	4	0,23	1,65	16,8
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	32	31	4	4	0,23	1,57	17,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	24	23	4	4	0,26	1,64	17,1
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	24	23	4	4	0,24	1,60	17,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	24	23	4	4	0,23	1,56	17,4
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	18	17	4	4	0,25	1,95	17,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	18	17	4	4	0,25	1,91	17,7
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	18	17	4	4	0,24	1,87	17,9
2055	0	0	0	0	0	0	0	1	17	17	3	3	0,23	1,51	9,8
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	3	3	0,21	1,46	9,5
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	3	3	0,18	1,41	9,2
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	3	3	0,15	1,36	8,9
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	3	3	0,13	1,31	8,5
2060	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1	1	1	0,50	0,87	1,0

Таблица 1.5.2-2. Месторождение Камыскуль Южный. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	12,37	2,2	6,2	382	67,0	0,115	40,9	40,9	837,9	837,9	69,7	24,4	464,8	59,7
2026	12,10	2,1	6,4	394	69,1	0,118	41,9	41,9	879,8	879,8	71,1	24,3	489,1	58,2
2027	11,99	2,1	6,8	406	71,2	0,122	41,9	41,9	921,7	921,7	71,4	24,3	513,4	58,1
2028	12,15	2,1	7,4	418	73,3	0,126	42,1	42,1	963,7	963,7	71,1	23,9	537,3	56,8
2029	11,92	2,1	7,8	430	75,4	0,129	42,1	42,1	1005,8	1005,8	71,7	23,6	560,9	56,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2030	11,79	2,1	8,4	442	77,5	0,133	41,9	41,9	1047,7	1047,7	71,9	23,3	584,2	55,5
2031	11,43	2,0	8,9	454	79,5	0,136	39,3	39,3	1087,0	1087,0	70,9	22,9	607,1	58,4
2032	10,50	1,8	9,0	464	81,3	0,139	38,6	38,6	1125,6	1125,6	72,8	23,6	630,6	61,1
2033	9,77	1,7	9,2	474	83,1	0,142	37,6	37,6	959,3	959,3	74,0	23,5	654,2	62,6
2034	8,90	1,6	9,2	483	84,6	0,145	35,8	35,8	995,1	995,1	75,1	23,7	677,9	66,2
2035	7,85	1,4	8,9	491	86,0	0,147	32,6	32,6	1027,6	1027,6	75,9	23,8	701,7	73,2
2036	6,92	1,2	8,7	498	87,3	0,150	29,9	29,9	1057,5	1057,5	76,8	22,3	724,0	74,6
2037	6,58	1,2	9,1	505	88,6	0,152	28,9	28,9	1086,5	1086,5	77,3	22,5	746,5	77,8
2038	6,24	1,1	9,6	512	89,8	0,154	27,2	27,2	1113,7	1113,7	77,1	21,4	768,0	78,8
2039	5,51	1,0	9,4	518	90,8	0,156	25,8	25,8	1139,5	1139,5	78,6	21,7	789,6	83,9
2040	4,88	0,9	9,3	524	91,8	0,157	25,4	25,4	1164,9	1164,9	80,8	21,9	811,5	86,1
2041	4,71	0,8	10,0	529	92,7	0,159	25,0	25,0	1052,6	1052,6	81,2	22,1	833,6	88,3
2042	4,42	0,8	10,6	534	93,5	0,160	24,6	24,6	1077,2	1077,2	82,0	22,3	855,8	90,6
2043	4,13	0,7	11,2	538	94,3	0,162	24,2	24,2	1101,4	1101,4	82,9	22,5	878,3	93,0
2044	3,81	0,7	11,8	542	95,0	0,163	23,4	23,4	1124,8	1124,8	83,7	22,7	901,0	97,1
2045	3,57	0,6	12,5	546	95,6	0,164	23,0	23,0	1147,8	1147,8	84,5	22,9	923,9	99,5
2046	3,29	0,6	13,2	549	96,2	0,165	22,6	22,6	1170,4	1170,4	85,5	23,1	947,0	102,1
2047	3,06	0,5	14,1	552	96,7	0,166	22,3	22,3	1192,7	1192,7	86,3	23,3	970,4	104,7
2048	2,60	0,5	13,9	555	97,2	0,166	17,4	17,4	1210,1	1210,1	85,1	23,5	993,9	135,2
2049	2,15	0,4	13,4	557	97,6	0,167	13,7	13,7	1115,1	1115,1	84,2	23,7	1017,6	173,8
2050	2,03	0,4	14,6	559	97,9	0,168	13,3	13,3	1128,4	1128,4	84,8	23,9	1041,6	179,5
2051	1,90	0,3	16,1	561	98,3	0,168	13,0	13,0	1141,4	1141,4	85,4	24,2	1065,7	185,5
2052	1,59	0,3	16,0	562	98,5	0,169	12,2	12,2	1153,6	1153,6	86,9	24,4	1090,1	200,3
2053	1,54	0,3	18,4	564	98,8	0,169	11,9	11,9	1165,5	1165,5	87,1	24,6	1114,7	205,9
2054	1,49	0,3	21,9	565	99,1	0,170	11,7	11,7	1177,2	1177,2	87,3	24,8	1139,4	211,8
2055	1,34	0,2	25,2	567	99,3	0,170	8,9	8,9	1186,1	1186,1	84,9	10,2	1149,7	115,0
2056	1,24	0,2	31,0	568	99,5	0,170	8,6	8,6	1137,0	1137,0	85,6	9,9	1159,6	115,0
2057	1,03	0,2	37,6	569	99,7	0,171	8,3	8,3	1145,3	1145,3	87,6	9,6	1169,1	115,0
2058	0,90	0,2	52,7	570	99,9	0,171	8,0	8,0	1153,3	1153,3	88,7	9,2	1178,3	115,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2059	0,79	0,1	97,1	570,5	100,0	0,171	7,7	7,7	1161,0	1161,0	89,8	8,9	1187,2	115,0
2060	0,17	0,0	736,8	570,7	100,0	0,171	0,3	0,3	1161,3	1161,3	43,2	0,3	1187,5	115,0

Таблица 1.5.2-3- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв. под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	4,10	6,9	3,6
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,19	2,5	3,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,16	2,4	3,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,10	2,4	3,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,06	2,7	3,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,04	2,9	4,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1,03	3,1	4,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,99	3,3	6,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,95	3,4	8,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,94	3,6	9,5
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,91	3,8	10,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,90	4,0	12,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,89	4,2	14,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,85	4,4	15,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,82	4,5	17,3
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,79	4,7	18,9

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2041	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,75	4,9	20,5
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,68	5,1	22,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,65	5,3	23,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,63	5,4	25,2
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,60	5,6	26,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,57	5,8	28,4
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,52	6,0	29,9
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,51	6,2	31,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,47	6,3	33,1
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,43	6,5	34,7
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,40	6,7	36,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,35	6,9	37,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,33	7,1	39,4
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0,31	7,2	41,0

Таблица 1.5.2-4- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0,000	0,0	0,0	28,1	78,1	0,102	0,000	0,000	65,7	65,7	#ДЕЛ/0!	4,2	127,5	#ДЕЛ/0!
2025	0,369	1,0	4,7	28,5	79,1	0,103	0,623	0,623	66,3	66,3	40,8	1,3	128,8	201,0
2026	0,411	1,1	5,5	28,9	80,2	0,105	0,856	0,856	67,2	67,2	52,0	1,2	129,9	138,7
2027	0,402	1,1	5,6	29,3	81,3	0,106	0,843	0,843	68,0	68,0	52,3	1,3	131,2	151,1
2028	0,381	1,1	5,7	29,7	82,4	0,107	0,836	0,836	68,9	68,9	54,4	1,3	132,5	155,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2029	0,368	1,0	5,8	30,0	83,4	0,109	0,946	0,946	69,8	69,8	61,1	1,4	133,9	143,8
2030	0,362	1,0	6,1	30,4	84,4	0,110	1,009	1,009	70,8	70,8	64,1	1,4	135,3	136,8
2031	0,357	1,0	6,4	30,8	85,4	0,111	1,071	1,071	71,9	71,9	66,7	1,4	136,7	131,6
2032	0,342	1,0	6,5	31,1	86,4	0,113	1,134	1,134	73,0	73,0	69,8	2,4	139,1	212,5
2033	0,331	0,9	6,7	31,4	87,3	0,114	1,196	1,196	74,2	74,2	72,3	2,8	141,8	230,9
2034	0,326	0,9	7,1	31,7	88,2	0,115	1,259	1,259	75,5	75,5	74,1	3,3	145,1	260,3
2035	0,316	0,9	7,4	32,1	89,1	0,116	1,321	1,321	76,8	76,8	76,1	3,8	148,9	287,0
2036	0,311	0,9	7,9	32,4	89,9	0,117	1,384	1,384	78,2	78,2	77,5	4,3	153,2	311,2
2037	0,308	0,9	8,5	32,7	90,8	0,118	1,447	1,447	79,6	79,6	78,7	4,9	158,1	339,3
2038	0,296	0,8	8,9	33,0	91,6	0,119	1,509	1,509	81,1	81,1	80,4	5,5	163,6	361,4
2039	0,284	0,8	9,4	33,3	92,4	0,121	1,572	1,572	82,7	82,7	81,9	6,0	169,6	381,9
2040	0,275	0,8	10,1	33,5	93,2	0,122	1,634	1,634	84,3	84,3	83,2	6,5	176,1	400,7
2041	0,259	0,7	10,5	33,8	93,9	0,122	1,697	1,697	86,0	86,0	84,7	7,1	183,2	418,2
2042	0,237	0,7	10,8	34,0	94,5	0,123	1,759	1,759	87,8	87,8	86,5	7,6	190,9	434,4
2043	0,226	0,6	11,5	34,3	95,2	0,124	1,822	1,822	89,6	89,6	87,6	8,2	199,0	449,5
2044	0,217	0,6	12,5	34,5	95,8	0,125	1,885	1,885	91,5	91,5	88,5	8,7	207,8	463,6
2045	0,209	0,6	13,7	34,7	96,4	0,126	1,947	1,947	93,4	93,4	89,3	9,3	217,1	476,8
2046	0,197	0,5	15,0	34,9	96,9	0,126	2,010	2,010	95,5	95,5	90,2	9,8	226,9	489,2
2047	0,182	0,5	16,3	35,1	97,4	0,127	2,072	2,072	97,5	97,5	91,2	10,4	237,3	500,8
2048	0,176	0,5	18,8	35,2	97,9	0,128	2,135	2,135	99,7	99,7	91,8	10,9	248,2	511,8
2049	0,164	0,5	21,6	35,4	98,4	0,128	2,197	2,197	101,9	101,9	92,5	11,5	259,7	522,1
2050	0,148	0,4	24,9	35,6	98,8	0,129	2,260	2,260	104,1	104,1	93,5	12,0	271,7	531,9
2051	0,138	0,4	30,9	35,7	99,1	0,129	2,323	2,323	106,4	106,4	94,1	12,6	284,3	541,1
2052	0,121	0,3	39,3	35,8	99,5	0,130	2,385	2,385	108,8	108,8	94,9	13,1	297,4	549,8
2053	0,116	0,3	62,0	35,9	99,8	0,130	2,448	2,448	111,3	111,3	95,3	13,7	311,0	558,1
2054	0,109	0,3	153,5	36,04	100,1	0,131	2,510	2,510	113,8	113,8	95,7	14,2	325,2	566,0

Таблица 1.5.2-5- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных	Среднегодовой дебит на 1 скважину
----------------	------------------------------	-------------	-------------------------	----------------------	------------------------------	---------------------	-----------------------------------

											скважин, ед.			
	всего	добыва- ющих	нагнета- тельных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета- тельных	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	1,15	2,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	1,09	2,5
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	1,06	2,4
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	1,01	2,4
2029	1	1	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,78	1,9
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,82	2,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,81	2,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,78	2,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,74	2,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,72	2,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,70	2,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,62	2,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,59	2,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,57	2,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,44	2,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,28	1,9
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,26	1,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,24	1,9
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,21	1,9
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,16	1,9
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,14	1,9
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,12	1,9

2047	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,11	1,9
------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	------	-----

Таблица 1.5.2-6- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	2,394	3,2	7,7	47,2	62,2	0,155	5,1	5,1	99,0	99,0	53,3	0,0	0,0	0,0
2026	2,263	3,0	7,9	49,5	65,1	0,163	5,1	5,1	104,1	104,1	55,6	0,0	0,0	0,0
2027	2,205	2,9	8,3	51,7	68,0	0,170	5,1	5,1	109,1	109,1	56,5	0,0	0,0	0,0
2028	2,105	2,8	8,7	53,8	70,8	0,177	5,0	5,0	114,2	114,2	58,3	0,0	0,0	0,0
2029	2,036	2,7	9,2	55,9	73,5	0,184	5,0	5,0	119,2	119,2	59,4	0,0	0,0	0,0
2030	2,001	2,6	9,9	57,9	76,1	0,190	5,0	5,0	124,2	124,2	59,9	0,0	0,0	0,0
2031	1,965	2,6	10,8	59,8	78,7	0,197	5,0	5,0	129,1	129,1	60,4	0,0	0,0	0,0
2032	1,887	2,5	11,7	61,7	81,2	0,203	4,9	4,9	134,1	134,1	61,8	0,0	0,0	0,0
2033	1,806	2,4	12,6	63,5	83,6	0,209	4,9	4,9	139,0	139,0	63,2	0,0	0,0	0,0
2034	1,754	2,3	14,0	65,3	85,9	0,215	4,9	4,9	143,9	143,9	64,1	0,0	0,0	0,0
2035	1,698	2,2	15,8	67,0	88,1	0,220	4,9	4,9	148,7	148,7	65,0	0,0	0,0	0,0
2036	1,506	2,0	16,7	68,5	90,1	0,225	4,8	4,8	153,6	153,6	68,8	0,0	0,0	0,0
2037	1,431	1,9	19,0	69,9	92,0	0,230	4,8	4,8	158,4	158,4	70,2	0,0	0,0	0,0
2038	1,389	1,8	22,8	71,3	93,8	0,235	4,8	4,8	163,1	163,1	70,9	0,0	0,0	0,0
2039	1,063	1,4	22,6	72,4	95,2	0,238	4,7	4,7	167,9	167,9	77,6	0,0	0,0	0,0
2040	0,670	0,9	18,4	73,0	96,1	0,240	4,7	4,7	172,6	172,6	85,8	0,0	0,0	0,0
2041	0,624	0,8	21,0	73,6	96,9	0,242	4,7	4,7	177,3	177,3	86,7	0,0	0,0	0,0
2042	0,582	0,8	24,7	74,2	97,7	0,244	4,7	4,7	181,9	181,9	87,5	0,0	0,0	0,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2043	0,516	0,7	29,1	74,7	98,3	0,246	4,6	4,6	186,6	186,6	88,9	0,0	0,0	0,0
2044	0,396	0,5	31,5	75,1	98,9	0,247	4,6	4,6	191,2	191,2	91,4	0,0	0,0	0,0
2045	0,341	0,4	39,6	75,5	99,3	0,248	4,6	4,6	195,8	195,8	92,6	0,0	0,0	0,0
2046	0,289	0,4	55,7	75,8	99,7	0,249	4,6	4,6	200,3	200,3	93,7	0,0	0,0	0,0
2047	0,256	0,3	111,3	76,0	100,0	0,250	4,5	4,5	204,9	204,9	94,3	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-7- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок II'. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1,29	4,6
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,07	2,3
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,02	2,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,91	2,2
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,75	2,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,70	2,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,63	2,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,52	2,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,42	1,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,36	1,8

Таблица 1.5.2-8- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок II'. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,232	4,6	9,7	2,8	56,6	0,149	0,826	0,8	8,4	8,4	71,9	0,0	0,0	0,0
2026	0,372	7,4	17,2	3,2	64,1	0,169	0,805	0,8	9,2	9,2	53,8	0,0	0,0	0,0
2027	0,352	7,0	19,6	3,6	71,1	0,187	0,784	0,8	10,0	10,0	55,1	0,0	0,0	0,0
2028	0,317	6,3	22,0	3,9	77,5	0,204	0,763	0,8	10,8	10,8	58,5	0,0	0,0	0,0
2029	0,259	5,2	23,0	4,1	82,6	0,217	0,742	0,7	11,5	11,5	65,1	0,0	0,0	0,0
2030	0,244	4,9	28,1	4,4	87,5	0,230	0,721	0,7	12,2	12,2	66,2	0,0	0,0	0,0
2031	0,219	4,4	35,1	4,6	91,9	0,242	0,701	0,7	12,9	12,9	68,7	0,0	0,0	0,0
2032	0,182	3,6	44,9	4,8	95,5	0,251	0,680	0,7	13,6	13,6	73,2	0,0	0,0	0,0
2033	0,145	2,9	65,0	4,9	98,4	0,259	0,659	0,7	14,3	14,3	78,0	0,0	0,0	0,0
2034	0,126	2,5	161,5	5,05	101,0	0,266	0,638	0,6	0,0	0,0	80,2	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-9- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр. объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2025	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	0,58	1,3	2,7
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	2	2	0,56	1,3	2,7
2027	1	1	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,44	1,0	2,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,47	1,1	2,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,41	1,0	2,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,32	1,0	2,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,26	1,0	2,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,20	1,0	2,5
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,18	1,0	2,5
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,16	1,0	2,5
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	2	2	0,13	1,0	2,5

Таблица 1.5.2-10- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,811	1,9	13,1	37,6	87,5	0,177	1,869	1,9	68,3	68,3	56,6	1,9	71,9	100,2
2026	0,773	1,8	14,4	38,4	89,3	0,180	1,854	1,9	70,2	70,2	58,3	1,9	73,7	100,2
2027	0,851	2,0	18,6	39,3	91,3	0,184	1,839	1,8	72,0	72,0	53,7	1,8	75,6	100,2
2028	0,821	1,9	22,0	40,1	93,2	0,188	1,824	1,8	73,9	73,9	55,0	1,8	77,4	100,2
2029	0,717	1,7	24,6	40,8	94,9	0,192	1,809	1,8	75,7	75,7	60,4	1,8	79,2	100,2
2030	0,561	1,3	25,6	41,4	96,2	0,194	1,794	1,8	77,5	77,5	68,7	1,8	81,0	100,2
2031	0,449	1,0	27,5	41,8	97,2	0,196	1,779	1,8	79,2	79,2	74,8	1,8	82,8	100,2
2032	0,352	0,8	29,7	42,2	98,1	0,198	1,764	1,8	81,0	81,0	80,0	1,8	84,6	100,2

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2033	0,314	0,7	37,7	42,5	98,8	0,199	1,749	1,7	82,8	82,8	82,0	1,8	86,3	100,2
2034	0,286	0,7	55,1	42,8	99,5	0,201	1,734	1,7	84,5	84,5	83,5	1,7	88,0	100,2
2035	0,232	0,5	99,6	43,00	100,0	0,202	1,719	1,7	86,2	86,2	86,5	1,7	89,8	100,2

Таблица 1.5.2-11- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок IIIa. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,36	1,7	3,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,35	2,0	4,1
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,34	2,0	4,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,32	2,0	4,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,31	2,0	4,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,30	2,0	3,9
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,28	2,0	3,9
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,27	1,9	3,9
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,25	1,9	3,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,22	1,9	3,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,19	1,9	3,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,18	1,9	3,8
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1	1	0,15	1,9	3,7

Таблица 1.5.2-12- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок IIIa. Основные проектные технологические показатели разработки по

рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,247	0,7	10,1	32,8	93,7	0,153	1,205	1,2	63,1	63,1	79,5	1,2	96,9	100,0
2026	0,242	0,7	11,0	33,0	94,4	0,154	1,412	1,4	64,5	64,5	82,9	1,4	98,3	100,0
2027	0,234	0,7	11,9	33,3	95,1	0,155	1,401	1,4	65,9	65,9	83,3	1,4	99,7	100,0
2028	0,224	0,6	13,0	33,5	95,7	0,156	1,390	1,4	67,3	67,3	83,9	1,4	101,1	100,0
2029	0,214	0,6	14,2	33,7	96,3	0,157	1,379	1,4	68,7	68,7	84,5	1,4	102,5	100,0
2030	0,207	0,6	16,1	33,9	96,9	0,158	1,368	1,4	70,1	70,1	84,9	1,4	103,9	100,0
2031	0,195	0,6	18,0	34,1	97,5	0,159	1,357	1,4	71,4	71,4	85,6	1,4	105,2	100,0
2032	0,184	0,5	20,7	34,3	98,0	0,160	1,346	1,3	72,8	72,8	86,3	1,3	106,6	100,0
2033	0,172	0,5	24,5	34,5	98,5	0,160	1,335	1,3	74,1	74,1	87,1	1,3	107,9	100,0
2034	0,155	0,4	29,2	34,6	98,9	0,161	1,324	1,3	75,4	75,4	88,3	1,3	109,2	100,0
2035	0,134	0,4	35,6	34,8	99,3	0,162	1,313	1,3	76,7	76,7	89,8	1,3	110,5	100,0
2036	0,123	0,4	50,8	34,9	99,7	0,162	1,302	1,3	78,0	78,0	90,6	1,3	111,8	100,0
2037	0,105	0,3	88,2	35,0	100,0	0,163	1,291	1,3	79,3	79,3	91,9	1,3	113,1	100,0

Таблица 1.5.2-13- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок IIIб. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину
----------------	------------------------------	-------------	-------------------------	----------------------	------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------

	всего	добыва- ющих	нагнета- тельных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета- тельных	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	1	0	0	0	0	7	7	0	0	0,79	1,7
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	0	0,62	1,6
2027	1	1	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,56	1,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,61	1,4
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,59	1,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,58	1,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,57	1,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,56	1,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,55	1,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,54	1,4
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,53	1,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,52	1,3
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,51	1,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,50	1,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,44	1,3
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,40	1,3
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,39	1,3
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,34	1,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,32	1,3
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,29	1,3
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,26	1,3
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,21	1,3
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,18	1,2
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	0	0,13	1,2

Таблица 1.5.2-14- Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок IIIб. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	1,918	2,9	6,4	39,1	58,4	0,219	4,026	4,0	86,3	86,3	52,4	0,0	0,0	0,0
2026	1,514	2,3	5,4	40,7	60,7	0,227	3,985	4,0	90,3	90,3	62,0	0,0	0,0	0,0
2027	1,652	2,5	6,3	42,3	63,1	0,236	3,961	4,0	94,3	94,3	58,3	0,0	0,0	0,0
2028	1,705	2,5	6,9	44,0	65,7	0,246	3,948	3,9	98,2	98,2	56,8	0,0	0,0	0,0
2029	1,634	2,4	7,1	45,6	68,1	0,255	3,916	3,9	102,2	102,2	58,3	0,0	0,0	0,0
2030	1,605	2,4	7,5	47,3	70,5	0,264	3,890	3,9	106,0	106,0	58,7	0,0	0,0	0,0
2031	1,593	2,4	8,1	48,8	72,9	0,273	3,864	3,9	109,9	109,9	58,8	0,0	0,0	0,0
2032	1,551	2,3	8,5	50,4	75,2	0,282	3,838	3,8	113,7	113,7	59,6	0,0	0,0	0,0
2033	1,532	2,3	9,2	51,9	77,5	0,290	3,812	3,8	117,6	117,6	59,8	0,0	0,0	0,0
2034	1,496	2,2	9,9	53,4	79,7	0,298	3,787	3,8	121,3	121,3	60,5	0,0	0,0	0,0
2035	1,467	2,2	10,8	54,9	81,9	0,307	3,761	3,8	125,1	125,1	61,0	0,0	0,0	0,0
2036	1,434	2,1	11,8	56,3	84,1	0,315	3,735	3,7	128,8	128,8	61,6	0,0	0,0	0,0
2037	1,409	2,1	13,2	57,7	86,2	0,323	3,709	3,7	132,6	132,6	62,0	0,0	0,0	0,0
2038	1,387	2,1	15,0	59,1	88,2	0,330	3,683	3,7	136,2	136,2	62,3	0,0	0,0	0,0
2039	1,224	1,8	15,5	60,3	90,1	0,337	3,658	3,7	139,9	139,9	66,5	0,0	0,0	0,0
2040	1,113	1,7	16,7	61,5	91,7	0,343	3,632	3,6	143,5	143,5	69,4	0,0	0,0	0,0
2041	1,094	1,6	19,7	62,6	93,4	0,349	3,606	3,6	147,1	147,1	69,7	0,0	0,0	0,0
2042	0,956	1,4	21,5	63,5	94,8	0,355	3,580	3,6	150,7	150,7	73,3	0,0	0,0	0,0
2043	0,893	1,3	25,6	64,4	96,1	0,360	3,554	3,6	154,3	154,3	74,9	0,0	0,0	0,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2044	0,811	1,2	31,2	65,2	97,3	0,364	3,529	3,5	157,8	157,8	77,0	0,0	0,0	0,0
2045	0,724	1,1	40,5	65,9	98,4	0,368	3,503	3,5	161,3	161,3	79,3	0,0	0,0	0,0
2046	0,587	0,9	55,2	66,5	99,3	0,372	3,477	3,5	164,8	164,8	83,1	0,0	0,0	0,0
2047	0,489	0,7	102,8	67,0	100,0	0,374	3,451	3,5	168,2	168,2	85,8	0,0	0,0	0,0
2048	0,356	0,5	-2717,6	67,4	100,6	0,376	3,425	3,4	171,7	171,7	89,6	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-15-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.о бъект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	2	2	0,52	3,3	28,4
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	2	2	0,47	3,2	28,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	2	2	0,44	3,2	27,7
2028	1	1	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,39	2,9	27,1
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,43	2,9	26,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,43	2,8	26,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,42	2,8	25,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,40	2,7	25,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,39	2,7	24,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,38	2,6	24,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,36	2,6	23,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,35	2,5	23,3
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,34	2,5	22,8
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,33	2,4	22,3

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2039	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,32	2,4	21,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,31	2,3	21,4
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,31	2,3	20,9
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,30	2,2	20,4
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,29	2,2	19,9
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,28	2,1	19,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,27	2,1	19,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,26	2,0	18,5
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,26	2,0	18,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,25	1,9	17,5
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,24	1,9	17,1
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,24	1,8	16,6
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,23	1,8	16,1
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,22	1,7	15,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,22	1,6	15,2
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,21	1,6	14,7
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,20	1,5	14,2
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,19	1,5	13,7
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,15	1,4	13,2
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,13	1,4	12,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2	0,11	1,3	12,3

Таблица 1.5.2-16-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
						всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

		началь- ных	теку- щих											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	2,716	1,3	4,6	160,3	74,2	0,120	17,1	17,1	367,6	367,6	84,1	19,7	163,1	115,0
2026	2,451	1,1	4,4	162,7	75,3	0,122	16,9	16,9	384,5	384,5	85,5	19,4	182,5	115,0
2027	2,287	1,1	4,3	165,0	76,4	0,124	16,7	16,7	401,2	401,2	86,3	19,2	201,7	115,0
2028	2,221	1,0	4,4	167,2	77,4	0,125	16,3	16,3	417,5	417,5	86,4	18,8	220,5	115,0
2029	2,398	1,1	4,9	169,6	78,5	0,127	16,1	16,1	433,6	433,6	85,1	18,5	238,9	115,0
2030	2,365	1,1	5,1	172,0	79,6	0,129	15,8	15,8	449,3	449,3	85,0	18,1	257,1	115,0
2031	2,304	1,1	5,2	174,3	80,7	0,131	15,5	15,5	464,8	464,8	85,1	17,8	274,9	115,0
2032	2,211	1,0	5,3	176,5	81,7	0,132	15,2	15,2	480,0	480,0	85,4	17,5	292,3	115,0
2033	2,163	1,0	5,5	178,7	82,7	0,134	14,9	14,9	494,9	494,9	85,5	17,1	309,5	115,0
2034	2,087	1,0	5,6	180,8	83,7	0,136	14,6	14,6	509,5	509,5	85,7	16,8	326,3	115,0
2035	1,997	0,9	5,7	182,8	84,6	0,137	14,3	14,3	523,8	523,8	86,1	16,5	342,8	115,0
2036	1,941	0,9	5,8	184,7	85,5	0,139	14,0	14,0	537,9	537,9	86,2	16,1	358,9	115,0
2037	1,897	0,9	6,1	186,6	86,4	0,140	13,7	13,7	551,6	551,6	86,2	15,8	374,7	115,0
2038	1,814	0,8	6,2	188,4	87,2	0,141	13,5	13,5	565,1	565,1	86,5	15,5	390,2	115,0
2039	1,763	0,8	6,4	190,2	88,0	0,143	13,2	13,2	578,3	578,3	86,6	15,1	405,4	115,0
2040	1,715	0,8	6,6	191,9	88,8	0,144	12,9	12,9	591,2	591,2	86,7	14,8	420,2	115,0
2041	1,699	0,8	7,0	193,6	89,6	0,145	12,6	12,6	603,7	603,7	86,5	14,5	434,7	115,0
2042	1,657	0,8	7,4	195,3	90,4	0,146	12,3	12,3	616,1	616,1	86,5	14,2	448,8	115,0
2043	1,600	0,7	7,7	196,9	91,1	0,148	12,0	12,0	628,1	628,1	86,7	13,8	462,6	115,0
2044	1,581	0,7	8,3	198,4	91,9	0,149	11,7	11,7	639,8	639,8	86,5	13,5	476,1	115,0
2045	1,507	0,7	8,6	199,9	92,6	0,150	11,4	11,4	651,3	651,3	86,8	13,2	489,3	115,0
2046	1,469	0,7	9,1	201,4	93,2	0,151	11,2	11,2	662,4	662,4	86,8	12,8	502,1	115,0
2047	1,417	0,7	9,7	202,8	93,9	0,152	10,9	10,9	673,3	673,3	87,0	12,5	514,6	115,0
2048	1,389	0,6	10,5	204,2	94,5	0,153	10,6	10,6	683,9	683,9	86,9	12,2	526,8	115,0
2049	1,354	0,6	11,5	205,6	95,2	0,154	10,3	10,3	694,1	694,1	86,8	11,8	538,6	115,0
2050	1,306	0,6	12,5	206,9	95,8	0,155	10,0	10,0	704,1	704,1	86,9	11,5	550,1	115,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2051	1,277	0,6	14,0	208,2	96,4	0,156	9,7	9,7	713,9	713,9	86,9	11,2	561,3	115,0
2052	1,247	0,6	15,9	209,4	96,9	0,157	9,4	9,4	723,3	723,3	86,8	10,8	572,1	115,0
2053	1,205	0,6	18,3	210,6	97,5	0,158	9,1	9,1	732,4	732,4	86,8	10,5	582,6	115,0
2054	1,166	0,5	21,6	211,8	98,0	0,159	8,8	8,8	741,3	741,3	86,8	10,2	592,8	115,0
2055	1,132	0,5	26,8	212,9	98,6	0,160	8,6	8,6	749,8	749,8	86,8	9,8	602,6	115,0
2056	1,030	0,5	33,3	213,9	99,0	0,160	8,3	8,3	758,1	758,1	87,5	9,5	612,2	115,0
2057	0,831	0,4	40,3	214,8	99,4	0,161	8,0	8,0	766,1	766,1	89,6	9,2	621,3	115,0
2058	0,708	0,3	57,4	215,5	99,8	0,162	7,7	7,7	773,8	773,8	90,8	8,8	630,2	115,0
2059	0,600	0,3	114,3	216,1	100,0	0,162	7,4	7,4	781,2	781,2	91,9	8,5	638,7	115,0

Таблица 1.5.2-17-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,83	1,1	1,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,86	1,2	1,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1,02	1,5	1,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,97	1,5	1,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,94	1,5	1,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,93	1,4	1,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,91	1,4	1,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,90	1,4	1,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,89	1,4	1,6

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,87	1,4	1,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,86	1,3	1,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,84	1,3	1,5
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,83	1,3	1,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,81	1,3	1,5
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,80	1,3	1,5
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,79	1,2	1,4
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,78	1,2	1,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,76	1,2	1,4
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,74	1,2	1,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,74	1,2	1,3
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,75	1,2	1,3
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,71	1,1	1,3
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,70	1,1	1,3
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,68	1,1	1,3
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,67	1,1	1,2
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,67	1,1	1,2
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,65	1,0	1,2
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,64	1,0	1,2
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,63	1,0	1,2
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,62	1,0	1,1
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,61	1,0	1,1
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,59	0,9	1,1
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,58	0,9	1,1
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,57	0,9	1,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,54	0,9	1,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,50	0,9	1,0

Таблица 1.5.2-18-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,289	1,6	2,1	5,0	27,3	0,018	0,365	0,4	7,8	7,8	20,8	0,4	4,2	115,0
2026	0,298	1,6	2,2	5,3	28,9	0,019	0,431	0,4	8,3	8,3	30,9	0,5	4,7	115,0
2027	0,354	1,9	2,7	5,6	30,8	0,020	0,517	0,5	8,8	8,8	31,5	0,6	5,3	115,0
2028	0,337	1,8	2,7	6,0	32,7	0,022	0,511	0,5	9,3	9,3	34,1	0,6	5,8	115,0
2029	0,326	1,8	2,6	6,3	34,5	0,023	0,504	0,5	9,8	9,8	35,3	0,6	6,4	115,0
2030	0,321	1,8	2,7	6,6	36,2	0,024	0,498	0,5	10,3	10,3	35,5	0,6	7,0	115,0
2031	0,317	1,7	2,7	6,9	38,0	0,025	0,491	0,5	10,8	10,8	35,5	0,6	7,6	115,0
2032	0,312	1,7	2,7	7,3	39,7	0,026	0,485	0,5	11,3	11,3	35,6	0,6	8,1	115,0
2033	0,307	1,7	2,8	7,6	41,3	0,027	0,478	0,5	11,7	11,7	35,8	0,5	8,7	115,0
2034	0,302	1,7	2,8	7,9	43,0	0,028	0,472	0,5	12,2	12,2	36,0	0,5	9,2	115,0
2035	0,297	1,6	2,8	8,2	44,6	0,029	0,465	0,5	12,7	12,7	36,2	0,5	9,7	115,0
2036	0,293	1,6	2,9	8,5	46,2	0,030	0,459	0,5	13,1	13,1	36,1	0,5	10,3	115,0
2037	0,287	1,6	2,9	8,7	47,8	0,031	0,452	0,5	13,6	13,6	36,5	0,5	10,8	115,0
2038	0,282	1,5	3,0	9,0	49,3	0,032	0,446	0,4	14,0	14,0	36,7	0,5	11,3	115,0
2039	0,278	1,5	3,0	9,3	50,8	0,033	0,439	0,4	14,5	14,5	36,7	0,5	11,8	115,0
2040	0,274	1,5	3,0	9,6	52,3	0,034	0,433	0,4	14,9	14,9	36,7	0,5	12,3	115,0
2041	0,269	1,5	3,1	9,8	53,8	0,035	0,426	0,4	15,3	15,3	36,9	0,5	12,8	115,0
2042	0,263	1,4	3,1	10,1	55,2	0,036	0,420	0,4	15,8	15,8	37,3	0,5	13,3	115,0
2043	0,258	1,4	3,1	10,4	56,7	0,037	0,413	0,4	16,2	16,2	37,6	0,5	13,8	115,0
2044	0,255	1,4	3,2	10,6	58,0	0,038	0,407	0,4	16,6	16,6	37,3	0,5	14,2	115,0
2045	0,260	1,4	3,4	10,9	59,5	0,039	0,400	0,4	17,0	17,0	35,0	0,5	14,7	115,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2046	0,246	1,3	3,3	11,1	60,8	0,040	0,394	0,4	17,4	17,4	37,5	0,5	15,1	115,0
2047	0,241	1,3	3,4	11,4	62,1	0,041	0,387	0,4	17,8	17,8	37,8	0,4	15,6	115,0
2048	0,237	1,3	3,4	11,6	63,4	0,042	0,381	0,4	18,1	18,1	37,7	0,4	16,0	115,0
2049	0,233	1,3	3,5	11,8	64,7	0,043	0,374	0,4	18,5	18,5	37,7	0,4	16,5	115,0
2050	0,231	1,3	3,6	12,1	66,0	0,043	0,368	0,4	18,9	18,9	37,2	0,4	16,9	115,0
2051	0,227	1,2	3,6	12,3	67,2	0,044	0,361	0,4	19,2	19,2	37,1	0,4	17,3	115,0
2052	0,222	1,2	3,7	12,5	68,4	0,045	0,355	0,4	19,6	19,6	37,4	0,4	17,7	115,0
2053	0,219	1,2	3,8	12,7	69,6	0,046	0,348	0,3	19,9	19,9	37,1	0,4	18,1	115,0
2054	0,214	1,2	3,8	13,0	70,8	0,047	0,342	0,3	20,3	20,3	37,4	0,4	18,5	115,0
2055	0,210	1,1	3,9	13,2	71,9	0,047	0,335	0,3	20,6	20,6	37,3	0,4	18,9	115,0
2056	0,205	1,1	4,0	13,4	73,0	0,048	0,329	0,3	21,0	21,0	37,6	0,4	19,3	115,0
2057	0,201	1,1	4,1	13,6	74,1	0,049	0,322	0,3	21,3	21,3	37,6	0,4	19,6	115,0
2058	0,196	1,1	4,1	13,8	75,2	0,050	0,316	0,3	21,6	21,6	37,9	0,4	20,0	115,0
2059	0,187	1,0	4,1	14,0	76,2	0,050	0,309	0,3	21,9	21,9	39,5	0,4	20,3	115,0
2060	0,172	0,9	4,0	14,1	77,2	0,051	0,303	0,3	22,2	22,2	43,2	0,3	20,7	115,0

Таблица 1.5.2-19-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI'. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,35	1,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,34	1,2
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,31	1,2

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2028	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,27	1,2
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,22	1,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,18	1,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,17	1,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,14	1,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0,12	1,1

Таблица 1.5.2-20-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI'. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,367	3,3	16,7	9,2	83,3	0,145	1,289	1,3	15,4	15,4	71,5	0,0	0,0	0,0
2026	0,354	3,2	19,3	9,5	86,5	0,151	1,271	1,3	16,6	16,6	72,2	0,0	0,0	0,0
2027	0,324	2,9	21,8	9,8	89,5	0,156	1,253	1,3	17,9	17,9	74,1	0,0	0,0	0,0
2028	0,280	2,5	24,2	10,1	92,0	0,161	1,235	1,2	19,1	19,1	77,3	0,0	0,0	0,0
2029	0,234	2,1	26,6	10,4	94,1	0,164	1,217	1,2	20,3	20,3	80,8	0,0	0,0	0,0
2030	0,186	1,7	28,8	10,5	95,8	0,167	1,200	1,2	21,5	21,5	84,5	0,0	0,0	0,0
2031	0,175	1,6	38,1	10,7	97,4	0,170	1,182	1,2	22,7	22,7	85,2	0,0	0,0	0,0
2032	0,146	1,3	51,4	10,9	98,7	0,172	1,164	1,2	23,9	23,9	87,5	0,0	0,0	0,0
2033	0,128	1,2	92,8	11,0	99,9	0,174	1,146	1,1	25,0	25,0	88,8	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-21-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI'. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин,	Среднегодовой дебит на 1 скважину
----------------	------------------------------	-------------	-------------------------	----------------------	------------------------------	------------------------------	-----------------------------------

											ед.			
	всего	добыва- ющих	нагнета- тельных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета- тельных	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2028	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	4,13	4,8
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,90	4,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,89	3,8
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,52	3,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,74	3,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,25	2,6
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,68	2,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,33	1,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,20	1,4

Таблица 1.5.2-22-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VI'. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп- ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека- емых запасов нефти, %	Кэффи- циент извлече- ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен- сация отборов жидкости закачкой, %
		началь- ных	теку- щих				всего	мех.спо- собом	всего	мех.спо- собом		годовая	накоп- ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2028	0,754	12,8	14,8	1,6	26,4	0,050	0,876	0,9	3,1	3,1	13,9	0,0	0,0	0,0
2029	1,004	17,0	23,1	2,6	43,4	0,083	1,440	1,4	4,5	4,5	30,3	0,0	0,0	0,0
2030	1,003	17,0	30,1	3,6	60,4	0,115	1,306	1,3	5,8	5,8	23,2	0,0	0,0	0,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2031	0,873	14,8	37,4	4,4	75,2	0,143	1,172	1,2	7,0	7,0	25,5	0,0	0,0	0,0
2032	0,604	10,2	41,4	5,0	85,5	0,163	1,038	1,0	8,0	8,0	41,8	0,0	0,0	0,0
2033	0,434	7,4	50,6	5,5	92,8	0,177	0,904	0,9	8,9	8,9	52,0	0,0	0,0	0,0
2034	0,238	4,0	56,2	5,7	96,9	0,184	0,770	0,8	9,7	9,7	69,2	0,0	0,0	0,0
2035	0,116	2,0	62,7	5,8	98,8	0,188	0,636	0,6	10,3	10,3	81,8	0,0	0,0	0,0
2036	0,069	1,2	100,0	5,9	100,0	0,190	0,502	0,5	10,8	10,8	86,3	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-23-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VII. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	2	0	0	0	0	2	2	0	0	1,04	1,9
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,00	1,9
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,98	1,8
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,87	1,8
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,76	1,8
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,73	1,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,68	1,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,61	1,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,51	1,6
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,35	1,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,25	1,6
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,20	1,5

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2037	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,17	1,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,16	1,5

Таблица 1.5.2- 24-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок VII. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,720	10,3	12,4	1,9	27,4	0,015	1,3	1,3	4,0	4,0	45,8	0,0	0,0	0,0
2026	0,696	9,9	13,7	2,6	37,4	0,020	1,3	1,3	5,3	5,3	46,7	0,0	0,0	0,0
2027	0,682	9,7	15,6	3,3	47,1	0,026	1,3	1,3	6,6	6,6	46,8	0,0	0,0	0,0
2028	0,603	8,6	16,3	3,9	55,7	0,030	1,3	1,3	7,9	7,9	52,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,528	7,5	17,0	4,4	63,3	0,034	1,2	1,2	9,1	9,1	57,2	0,0	0,0	0,0
2030	0,504	7,2	19,6	4,9	70,5	0,038	1,2	1,2	10,3	10,3	58,3	0,0	0,0	0,0
2031	0,473	6,8	22,9	5,4	77,2	0,042	1,2	1,2	11,5	11,5	60,1	0,0	0,0	0,0
2032	0,426	6,1	26,7	5,8	83,3	0,045	1,2	1,2	12,7	12,7	63,3	0,0	0,0	0,0
2033	0,354	5,1	30,3	6,2	88,4	0,048	1,1	1,1	13,8	13,8	68,9	0,0	0,0	0,0
2034	0,246	3,5	30,2	6,4	91,9	0,050	1,1	1,1	14,9	14,9	77,9	0,0	0,0	0,0
2035	0,176	2,5	31,0	6,6	94,4	0,051	1,1	1,1	16,0	16,0	83,8	0,0	0,0	0,0
2036	0,138	2,0	35,2	6,7	96,4	0,052	1,1	1,1	17,1	17,1	87,0	0,0	0,0	0,0
2037	0,117	1,7	46,1	6,9	98,0	0,053	1,0	1,0	18,1	18,1	88,8	0,0	0,0	0,0
2038	0,109	1,6	79,6	7,0	99,6	0,054	1,0	1,0	19,1	19,1	89,3	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-25-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок XI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под-ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	#ДЕЛ/0!	#ДЕЛ/0!
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,26	1,6
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,16	1,5
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,04	1,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,90	1,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,83	1,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,80	1,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,73	1,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,67	1,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,59	1,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,52	1,1

Таблица 1.5.2-26-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок XI. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,000	0,0	0,0	0,1	1,9	0,008	0,000	0,0	0,1	0,1	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	#ДЕЛ/0!
2026	0,438	14,6	14,9	0,5	16,5	0,071	0,541	0,5	0,7	0,7	19,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,401	13,4	16,0	0,9	29,8	0,128	0,530	0,5	1,2	1,2	24,3	0,0	0,0	0,0
2028	0,362	12,1	17,2	1,3	41,9	0,180	0,516	0,5	1,7	1,7	29,8	0,0	0,0	0,0
2029	0,311	10,4	17,8	1,6	52,3	0,224	0,489	0,5	2,2	2,2	36,4	0,0	0,0	0,0
2030	0,289	9,6	20,2	1,9	61,9	0,265	0,469	0,5	2,7	2,7	38,4	0,0	0,0	0,0
2031	0,276	9,2	24,1	2,1	71,1	0,305	0,450	0,4	3,1	3,1	38,6	0,0	0,0	0,0
2032	0,254	8,5	29,3	2,4	79,6	0,341	0,430	0,4	3,6	3,6	40,9	0,0	0,0	0,0
2033	0,231	7,7	37,7	2,6	87,3	0,374	0,410	0,4	4,0	4,0	43,7	0,0	0,0	0,0
2034	0,203	6,8	53,1	2,8	94,0	0,403	0,388	0,4	4,4	4,4	47,7	0,0	0,0	0,0
2035	0,179	6,0	100,0	3,0	100,0	0,429	0,367	0,4	4,7	4,7	51,3	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.2.5-27-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок XIa. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0,73	1,4
2026	2	2	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,67	1,3
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,58	1,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,51	1,2
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,48	1,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,46	1,2

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2031	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,43	1,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,40	1,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,40	1,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,39	1,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,38	1,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,36	0,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,35	0,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,34	0,8
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,33	0,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,32	0,7
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,31	0,7
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,30	0,7
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,28	0,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,27	0,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,26	0,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,24	0,5
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,23	0,5
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,21	0,4
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,19	0,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,16	0,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0,13	0,3

Таблица 1.5.2-28-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки I. Блок XIa. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
						всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	

		началь- ных	теку- щих											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	1,011	3,8	5,1	7,6	28,6	0,088	1,905	1,9	11,9	11,9	46,9	0,0	0,0	0,0
2026	1,181	4,4	6,2	8,8	33,0	0,102	2,328	2,3	14,2	14,2	49,3	0,0	0,0	0,0
2027	1,205	4,5	6,8	10,0	37,5	0,116	2,678	2,7	16,9	16,9	55,0	0,0	0,0	0,0
2028	1,054	4,0	6,3	11,0	41,5	0,128	2,554	2,6	19,5	19,5	58,7	0,0	0,0	0,0
2029	1,000	3,8	6,4	12,0	45,3	0,140	2,508	2,5	22,0	22,0	60,1	0,0	0,0	0,0
2030	0,952	3,6	6,5	13,0	48,8	0,151	2,410	2,4	24,4	24,4	60,5	0,0	0,0	0,0
2031	0,903	3,4	6,6	13,9	52,2	0,162	2,325	2,3	26,7	26,7	61,2	0,0	0,0	0,0
2032	0,841	3,2	6,6	14,7	55,4	0,171	2,240	2,2	28,9	28,9	62,5	0,0	0,0	0,0
2033	0,826	3,1	7,0	15,6	58,5	0,181	2,155	2,2	31,1	31,1	61,7	0,0	0,0	0,0
2034	0,805	3,0	7,3	16,4	61,5	0,190	2,070	2,1	33,2	33,2	61,1	0,0	0,0	0,0
2035	0,787	3,0	7,7	17,2	64,5	0,199	1,985	2,0	35,1	35,1	60,4	0,0	0,0	0,0
2036	0,746	2,8	7,9	17,9	67,3	0,208	1,900	1,9	37,0	37,0	60,7	0,0	0,0	0,0
2037	0,724	2,7	8,3	18,6	70,0	0,217	1,815	1,8	38,9	38,9	60,1	0,0	0,0	0,0
2038	0,713	2,7	8,9	19,3	72,7	0,225	1,730	1,7	40,6	40,6	58,8	0,0	0,0	0,0
2039	0,685	2,6	9,4	20,0	75,3	0,233	1,645	1,6	42,2	42,2	58,4	0,0	0,0	0,0
2040	0,662	2,5	10,1	20,7	77,8	0,241	1,560	1,6	43,8	43,8	57,6	0,0	0,0	0,0
2041	0,639	2,4	10,8	21,3	80,2	0,248	1,475	1,5	45,3	45,3	56,7	0,0	0,0	0,0
2042	0,616	2,3	11,7	21,9	82,5	0,255	1,390	1,4	46,7	46,7	55,7	0,0	0,0	0,0
2043	0,583	2,2	12,5	22,5	84,7	0,262	1,305	1,3	48,0	48,0	55,3	0,0	0,0	0,0
2044	0,554	2,1	13,6	23,1	86,8	0,268	1,220	1,2	49,2	49,2	54,6	0,0	0,0	0,0
2045	0,531	2,0	15,1	23,6	88,8	0,275	1,135	1,1	50,3	50,3	53,2	0,0	0,0	0,0
2046	0,504	1,9	16,8	24,1	90,6	0,280	1,050	1,1	51,4	51,4	52,0	0,0	0,0	0,0
2047	0,471	1,8	18,9	24,6	92,4	0,286	0,965	1,0	52,3	52,3	51,2	0,0	0,0	0,0
2048	0,440	1,7	21,8	25,0	94,1	0,291	0,880	0,9	53,2	53,2	50,0	0,0	0,0	0,0
2049	0,403	1,5	25,6	25,4	95,6	0,296	0,795	0,8	54,0	54,0	49,3	0,0	0,0	0,0
2050	0,341	1,3	29,1	25,8	96,9	0,300	0,710	0,7	54,7	54,7	52,0	0,0	0,0	0,0

2051	0,261	1,0	31,3	26,0	97,9	0,303	0,625	0,6	55,3	55,3	58,2	0,0	0,0	0,0
------	-------	-----	------	------	------	-------	-------	-----	------	------	------	-----	-----	-----

Таблица 1.5.2-29-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,20	2,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,94	2,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,82	2,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,63	2,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,53	2,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,32	2,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,04	1,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,87	1,8
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,72	1,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,61	1,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,49	1,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,36	1,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,31	1,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,15	1,2

Таблица 1.5.2-30-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2030	0,402	6,7	8,4	1,6	26,7	0,030	0,496	0,5	5,9	5,9	19,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,672	11,2	15,3	2,3	37,9	0,043	0,852	0,9	6,7	6,7	21,1	0,0	0,0	0,0
2032	0,631	10,5	16,9	2,9	48,4	0,055	0,821	0,8	7,6	7,6	23,1	0,0	0,0	0,0
2033	0,564	9,4	18,2	3,5	57,8	0,065	0,759	0,8	8,3	8,3	25,7	0,0	0,0	0,0
2034	0,529	8,8	20,9	4,0	66,6	0,075	0,738	0,7	9,1	9,1	28,3	0,0	0,0	0,0
2035	0,456	7,6	22,8	4,5	74,2	0,084	0,719	0,7	9,8	9,8	36,6	0,0	0,0	0,0
2036	0,362	6,0	23,4	4,8	80,3	0,091	0,673	0,7	10,5	10,5	46,2	0,0	0,0	0,0
2037	0,303	5,1	25,6	5,1	85,3	0,097	0,638	0,6	11,1	11,1	52,5	0,0	0,0	0,0
2038	0,251	4,2	28,5	5,4	89,5	0,101	0,603	0,6	11,7	11,7	58,4	0,0	0,0	0,0
2039	0,213	3,6	33,8	5,6	93,1	0,105	0,568	0,6	12,3	12,3	62,5	0,0	0,0	0,0
2040	0,169	2,8	40,5	5,8	95,9	0,109	0,534	0,5	12,8	12,8	68,3	0,0	0,0	0,0
2041	0,125	2,1	50,4	5,9	98,0	0,111	0,499	0,5	13,3	13,3	74,9	0,0	0,0	0,0
2042	0,107	1,8	87,0	6,0	99,7	0,113	0,464	0,5	13,8	13,8	76,9	0,0	0,0	0,0
2043	0,051	0,9	321,3	6,0	100,6	0,114	0,429	0,4	14,2	14,2	88,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-31-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.	Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину
----------------	------------------------------	-------------	-------------------------	----------------------	------------------------------	----------------------------------	-----------------------------------

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

	всего	добыва- ющих	нагнета- тельных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнета- тельных	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	эксплуа- тацион- ный	действи- ующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	1,24	4,0
2025	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2	0	0	0,99	3,3
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,94	3,2
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,91	3,1
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,89	3,1
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,87	3,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,81	2,9
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,72	2,8
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,66	2,8
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,60	2,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,44	2,6

Таблица 1.5.2-32-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп- ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека- емых запасов нефти, %	Кэффи- циент извлече- ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен- сация отборов жидкости закачкой, %
		началь- ных	теку- щих				всего	мех.спо- собом	всего	мех.спо- собом		годовая	накоп- ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0,874	9,7	13,9	3,6	39,7	0,053	2,800	2,8	12,6	12,6	68,8	0,0	0,0	0,0
2025	0,685	7,6	12,6	4,3	47,3	0,063	2,305	2,3	14,9	14,9	70,3	0,0	0,0	0,0
2026	0,651	7,2	13,7	4,9	54,6	0,072	2,241	2,2	17,1	17,1	71,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,632	7,0	15,5	5,5	61,6	0,082	2,179	2,2	19,3	19,3	71,0	0,0	0,0	0,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2028	0,617	6,9	17,8	6,2	68,4	0,091	2,141	2,1	21,5	21,5	71,2	0,0	0,0	0,0
2029	0,600	6,7	21,1	6,8	75,1	0,099	2,078	2,1	23,5	23,5	71,1	0,0	0,0	0,0
2030	0,561	6,2	25,0	7,3	81,3	0,108	2,023	2,0	25,6	25,6	72,3	0,0	0,0	0,0
2031	0,501	5,6	29,8	7,8	86,9	0,115	1,967	2,0	27,5	27,5	74,5	0,0	0,0	0,0
2032	0,458	5,1	38,8	8,3	92,0	0,122	1,912	1,9	29,4	29,4	76,0	0,0	0,0	0,0
2033	0,413	4,6	57,3	8,7	96,6	0,128	1,857	1,9	31,3	31,3	77,8	0,0	0,0	0,0
2034	0,305	3,4	99,0	9,0	100,0	0,132	1,801	1,8	33,1	33,1	83,1	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-33-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок IIIa. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,23	0,5
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,21	0,5
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,20	0,5
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,19	0,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,18	0,5
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,17	0,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,16	0,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,15	0,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,14	0,6
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,13	0,6

Таблица 1.5.2-34-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок IIIa. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,081	5,8	13,3	0,9	62,1	0,020	0,157	0,2	1,3	1,3	48,4	0,0	0,0	0,0
2026	0,074	5,3	14,0	0,9	67,4	0,022	0,164	0,2	1,4	1,4	54,9	0,0	0,0	0,0
2027	0,069	4,9	15,1	1,0	72,4	0,024	0,170	0,2	1,6	1,6	59,3	0,0	0,0	0,0
2028	0,065	4,6	16,8	1,1	77,0	0,025	0,176	0,2	1,8	1,8	63,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,063	4,5	19,6	1,1	81,5	0,027	0,182	0,2	2,0	2,0	65,3	0,0	0,0	0,0
2030	0,060	4,3	23,2	1,2	85,8	0,028	0,188	0,2	2,1	2,1	68,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,056	4,0	28,1	1,3	89,8	0,029	0,194	0,2	2,3	2,3	71,1	0,0	0,0	0,0
2032	0,051	3,6	35,7	1,308	93,4	0,030	0,200	0,2	2,5	2,5	74,5	0,0	0,0	0,0
2033	0,048	3,4	52,2	1,356	96,9	0,032	0,206	0,2	2,7	2,7	76,7	0,0	0,0	0,0
2034	0,044	3,1	100,0	1,400	100,0	0,033	0,212	0,2	3,0	3,0	79,2	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-35-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок IV. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,56	0,7
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,54	0,7
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,50	0,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,40	0,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,34	0,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,31	0,7
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,28	0,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,20	0,6

Таблица 1.5.2-36-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок IV. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,195	15,0	15,0	0,2	15,0	0,039	0,26	0,3	0,3	0,3	24,7	0,0	0,0	0,0
2026	0,187	14,4	16,9	0,4	29,4	0,076	0,25	0,2	0,5	0,5	24,9	0,0	0,0	0,0
2027	0,172	13,2	18,7	0,6	42,6	0,111	0,25	0,2	0,8	0,8	29,8	0,0	0,0	0,0
2028	0,138	10,6	18,5	0,7	53,2	0,138	0,24	0,2	1,0	1,0	42,4	0,0	0,0	0,0
2029	0,119	9,2	19,6	0,8	62,4	0,162	0,23	0,2	1,2	1,2	49,1	0,0	0,0	0,0
2030	0,109	8,4	22,3	0,9	70,8	0,184	0,23	0,2	1,5	1,5	52,3	0,0	0,0	0,0
2031	0,098	7,5	25,8	1,0	78,3	0,204	0,22	0,2	1,7	1,7	56,1	0,0	0,0	0,0
2032	0,071	5,5	25,2	1,089	83,8	0,218	0,22	0,2	1,9	1,9	67,4	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.2-37-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину	
	всего	добывающих	нагнетательных			под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2025	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,57	7,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,55	7,1
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,50	7,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,47	6,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,31	6,8
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0,17	6,8

Таблица 1.5.2-38-Месторождение Камыскуль Южный. Объект разработки II. Блок V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 3

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,198	6,8	22,2	2,2	76,4	0,077	2,5	2,5	27,4	27,4	92,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,191	6,5	27,6	2,4	82,9	0,084	2,5	2,5	29,9	29,9	92,2	0,0	0,0	0,0
2027	0,172	5,9	34,3	2,6	88,7	0,090	2,4	2,4	32,3	32,3	92,9	0,0	0,0	0,0
2028	0,162	5,5	49,1	2,8	94,3	0,095	2,4	2,4	34,7	34,7	93,2	0,0	0,0	0,0
2029	0,109	3,7	64,7	2,9	98,0	0,099	2,4	2,4	37,1	37,1	95,4	0,0	0,0	0,0
2030	0,059	2,0	100,0	2,9	100,0	0,101	2,3	2,3	39,4	39,4	97,5	0,0	0,0	0,0

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

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

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Камыскуль Южный производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют 10 лет для 1 варианта, 16 лет для 2 варианта, 22 года для 3 варианта.

1 вариант Бурение 7 новых скважин и выводом из бездействия 6 скважин. Капитальные вложения запланированы на сумму 0,36 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 460,3 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти достигает 0,143.

Дисконтированные потоки денежной наличности, накопленная чистая прибыль, доход Государства, меньше, чем по 2 и 3 вариантам.

2 вариант Планируется бурение 3 эксплуатационных скважин и выводом из бездействия 6 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 505,8 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти достигает 0,152.

Дисконтированные потоки денежной наличности, накопленная чистая прибыль, доход Государства, ниже, чем по 3 варианту.

3 вариант Планируется бурение 7 эксплуатационных скважин, и выводом из бездействия 6 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 548,9 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти достигает максимальное значение и равен д.ед. 0,165.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, имеют максимальные значения,

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 3 вариант.

Таблица 1.5.3-1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ВАРИАНТ 1		ВАРИАНТ 2		ВАРИАНТ 3	
		РАСЧЕТНЫЙ	ПРИБЫЛЬНЫЙ	РАСЧЕТНЫЙ	ПРИБЫЛЬНЫЙ	РАСЧЕТНЫЙ	ПРИБЫЛЬНЫЙ
1	ПЕРИОД РАСЧЕТА, ГОДЫ	2025-2060	2025-2034	2025-2060	2025-2040	2025-2060	2025-2046
2	ВВОД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ИЗ БУРЕНИЯ, ШТ	7	7	3	3	7	7
3	ВВОД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ, ШТ	6	6	6	6	6	6
4	ПЕРЕВОД СКВАЖИН ПОД НАГНЕТАНИЕ, ШТ	0	0	0	0	0	0
5	ФОНД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ШТ	62	62	58	58	62	62
6	ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ШТ	7	7	7	7	7	7
7	СУММАРНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС.Т	113,5	90,5	173,3	136,0	196,7	174,8
8	СУММАРНАЯ ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ТЫС.Т	871,8	767,8	843,2	728,0	871,8	767,8
9	СУММАРНАЯ ЗАКАЧКА ВОДЫ, ТЫС.МЗ	747,2	577,3	747,2	577,3	747,2	577,3
10	НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ, ТЫС.Т	462,7	460,3	522,4	505,8	570,7	548,9
11	КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, Д.ЕД.	0,139	0,143	0,157	0,152	0,171	0,165
12	РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ТЫС.Т	107,9	86,0	164,6	129,2	186,8	166,1
13	ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ, МЛРД.ТЕНГЕ	55,61	28,34	139,53	54,52	154,50	92,23
14	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, МЛРД.ТЕНГЕ	96,55	13,55	102,78	24,81	107,57	43,21

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

15	ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ, млрд.тенге	117,54	24,50	154,57	45,58	164,95	77,91
16	ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ 1 т. НЕФТИ, ТЫС.ТЕНГЕ/Т	710,07	129,00	486,98	155,03	449,87	208,49
17	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ , млрд.тенге	0,36	0,36	0,18	0,18	0,36	0,36
18	СУММАРНЫЕ ВЫПЛАТЫ ГОСУДАРСТВУ в ВИДЕ НАЛОГОВ, млрд.тенге	24,88	10,02	51,12	19,59	56,69	32,90
19	НАЛОГООБЛАГАЕМАЯ ПРИБЫЛЬ, млрд.тенге	-61,93	3,84	-15,04	8,94	-10,46	14,32
20	КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ, млрд.тенге	0,77	0,77	1,79	1,79	2,86	2,86
21	НАЛОГ НА СВЕРХПРИБЫЛЬ, млрд.тенге	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	НАКОПЛЕННАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, млрд.тенге	-62,70	3,07	-16,83	7,15	-13,32	11,45
23	ПОТОК ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ, млрд.тенге	-61,90	3,65	-15,85	8,04	-12,52	12,21
24	ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ (NPV) ПРИ СТАВКЕ 10%, млрд.тенге	-3,50	2,69	3,39	4,82	4,72	6,00
27	СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ГОДЫ	МЕНЕЕ ГОДА		МЕНЕЕ ГОДА		МЕНЕЕ ГОДА	
28	ВНУТРЕННЯЯ НОРМА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ IRR,%	64%		62%		57%	

1.5.4. Технологические условия эксплуатации скважин

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 флюида, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

На месторождении Камыскуль Южный на дату составления настоящего проектного документа (01.01.2025г.) общий пробуренный фонд составляет 87 скважин (21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, ОЦ-1, ОЦ-2, ОЦ-3, ОЦ-4, ОЦ-5, ОЦ-6, ОЦ-7).

Всего пробуренный фонд скважин (кол-во) из них: – 87 скв.,

В добывающий фонде скважин – 62 скв.,

В эксплуатационном фонде – 57 скв.,

В действующем фонде – 45 скв.;

В бездействии (ожидание КРС) – 12 скв.;

В испытании – 5скв.;

В нагнетательном фонде – 7 скв.,

В ликвидированном фонде – 18 скв.

Эксплуатационный фонд скважин составляет 57 ед. В действующем фонде 45 ед. (№№21, 28, 30, 31, 32, 33, 37, 38, 46, 49, 52, 53, 54, 57, 58, 59, 60, 63, 66, 65, 68, 69, 70, 71, 74, 75, 78, 79, 82, 83, 85, 86, 88, 90, 91, 92, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, ОЦ-1, ОЦ-2.). В бездействии (ожидание КРС) скважины 12 ед. (№№36, 43, 50, 55, 62, 64, 72, 73, 80, 81, 87, 89). В нагнетательном фонде находятся 7 скважин (№№41, 44, 51, 61, 67, 84, 93). В ликвидированном фонде 18 ед. (№№22, 23, 24, 25, 26, 27, 29, 34, 35, 39, 40, 42, 45, 47, 48, 56, 76, 77) ликвидированы по геологическим причинам.

По физико-химическим свойствам и составу нефти продуктивных горизонтов месторождения Камыскуль Южный относятся к тяжелым (плотность 0,8743-0,9235 г/см³), высокосмолистым (3,1-25% селикагелевых смол), сернистым (серы 0,12-1,86%), парафинистым (парафина 0,12-2,51%).

Содержание в нефти асфальто-смолистых и парафиновых отложений приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счет отложений их на стенках НКТ и трубопроводах системы сбора и транспорта нефти.

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Интенсивность образования отложений, в основном, зависит от технологического режима работы скважин: производительности, обводненности продукции, температуры и давления. Выбор эффективного способа борьбы с отложениями смол определяется конкретными условиями: составом и свойствами отложений, местом и интенсивностью образования.

Для удаления отложений АСПО рекомендуется проводить обработку горячей нефтью или водой с добавлением химреагентов (таких как диспергаторы парафина типа «PD-68»). Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПМ-12/150-У1.

Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для условий месторождения Камыскуль Южный рекомендуется испытать реагент типа С-4271М.

Реагент С-4271М является реагентом комплексного действия: деэмульгатор и АСПО-ингибитор коррозии. Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличения числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Для приготовления и дозировки химреагентов рекомендуются дозировочные насосы типа НД.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача водорастворимых ингибиторов коррозии типа ВЖС (Россия), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607», (СНПХ-6030, СНПХ-6035 или С-4271М) в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной удельным расходом 50-70 г/м³.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5; БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а так же применение электрохимической защиты.

Рекомендации по антикоррозионной защите оборудования

Скорость коррозионного разрушения металла связана с резким изменением обводненности нефти в процессе ее добычи. Для защиты от коррозии оборудования системы сбора и подготовки нефти необходимо применение ингибиторов коррозии.

Ингибированию подлежат нефтяная эмульсия, имеющаяся ту или иную обводненность и отделяемая пластовая вода. Эффективность применения ингибиторов в системе нефть-вода связана с необходимостью обеспечения ими высокого защитного эффекта в условиях постоянно изменяющейся обводненности.

Подача ингибиторов должна осуществляться путем постоянного дозирования:

1. ингибитор дозировкой 10-25 г/м³ в линию перед сепаратором;
2. ингибитор дозировкой 15-20 г/м³ в линию сточной воды после отстойника предварительного сбора.

Постоянное дозирование ингибитора в защищаемую систему осуществляется с применением дозировочных установок БР-2,5; БР-10 или насосом типа НД с емкостью.

Для защиты от коррозии подземного оборудования нагнетательных скважин ингибитор в виде 30% раствора периодически 1 раз в квартал подается на распределительной гребенке в высоконапорные разводящие водоводы к нагнетательным скважинам агрегатом ЦА-320.

Расчет количества ингибитора для однократной обработки производится в зависимости от объема закачиваемой жидкости.

Общеизвестно, что в процессе эксплуатации месторождения происходит постепенное ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта в добывающих скважинах. Причинами снижения проницаемости призабойной зоны пласта являются несовершенные технологии первичного и вторичного вскрытия пласта, глушение добывающих скважин сильнозагрязненными технологическими жидкостями, набухание глин, осаждение парафиновых компонентов нефти и солей сложного химического состава.

Это приводит к самоотключению нефтенасыщенных пропластков пониженной проницаемости, что отрицательно влияет на текущую и конечную нефтеотдачу пласта.

Ниже представлены комплексная технология обработки ПЗП, пласта и оборудования скважины специально подобранным комплексом реагентов для удаления (растворения) глинистых корок, кольматантов (глинистых и АСПО) и, как следствие, увеличения нефтеотдачи пласта, применимые для данного месторождения:

1. Нефтерастворимыми и водорастворимыми реагентами (FOGAS).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Технологии ТГКВ "FOGAS" обеспечивает комплексное и эффективное термореагентное воздействие на пласт, значительно превосходящее обычную кислотную ОПЗ и классическую термообработку бинарными составами. Разработанные варианты ТГКВ «FOGAS» позволяют осуществлять прогрев обрабатываемой зоны от 70 до 300 °С в радиусе от 1 до 10м, при этом смещать акцент воздействия в большей степени на физическое разрушение коьматантов, их химическое растворение и формирование каналов фильтрации, на аэрацию нефти, снижение ее плотности и вязкости или др. полезные эффекты.

2. Технология с применением селективного реагента (ТНД-П-04).

Гидрофобизатор ТНД-П-04 снижает обводнённости скважины, вступает в реакцию с солями пластовой воды и образует нерастворимый коьматант, ограничивающий приток пластовой воды. Не гелеобразующий. Не вступает в реакцию с нефтью.

3. Водно-органическая смеси реагента-Разглинизатора (ТНД-П-05).

При обработке скважин с закольматированной призабойной зоной продуктивного пласта в процессе первичного вскрытия и скважин, характеризующихся повышенным коэффициентом глинистости продуктивных коллекторов реагентом-разглинизатором обеспечивается полное диспергирование и вынос глин, увеличение проницаемости продуктивного коллектора.

Таблица 1.5.4-1 - Техническое состояние скважин месторождения Камысуль Южный ТОО "Эмбаведьойл" на 01.01.2025 года

пп/ №№	№№ скв.	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Искусственный забой, м	Конструкция скважины, мм х м	Высота подъема цемента, м	Оборудование на устье	Состояние скважин
		начало	конец	проект.	фактич.					
1	2	3	4	5	6	6	7	8	9	10
1	21	09.05.1993г.	16.05.1993г.	230	230	180	245х30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140х230	до устья		
2	22	23.11.1992г.	03.12.1992г.	280	280	280	245х30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							146х272	до устья		
3	23	26.09.1192г.	03.10.1992г.	250	270	270	245х30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							146х267	до устья		
4	24	31.09.1992г.	13.11.1992г.	230	310	310	245х30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							146х303	до устья		
5	25	09.09.1992г.	18.09.1992г.	250	305	305	219х18	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140х297	до устья		
6	26	11.04.1992г.	14.10.1992г.	280	240	240	219х18	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140х248	до устья		
7	27	17.10.1992г.	23.10.1992г.	250	309	309	219х19	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140х294	до устья		
8	28	22.05.1992г.	28.05.1992г.	230	240	142	240х30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140х238	до устья		
9	29	10.09.1992г.	20.09.1992г.	270	270	270	245х30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140х305	до устья		
10	30	31.12.1992г.	05.02.1993г.	310	310	241	245х30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140х305	до устья		
11	31	11.10.1992г.	23.10.1992г.	315	315	245	245х30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140/146х299	до устья		
12	32	27.01.1992г.	10.08.1992г.	320	320	254	140х21	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140х311	до устья		
13	33	29.07.1992г.	05.03.1993г.	270	300	282,65	219х56	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140х294	до устья		
14	34	23.05.1992г.	03.06.1992г.	300	300	300	219х22	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140х290	до устья		
15	35	21.08.1992г.	01.09.1992г.	290	300	300	245х30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							168х284	до устья		
16	36	08.08.1992г.	14.08.1992г.	250	280	278	245х30	до устья	колонная головка с	В бездействий

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

							146x279	до устья	посадочным фланцем	(ожидание КРС)
17	37	23.07.1992г.	30.07.1992г.	240	280	220	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x272	до устья		
18	38	21.08.1992г.	28.08.1992г.	290	305	290	219x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140x302	до устья		
19	39	10.08.1992г.	22.08.92г.	280	290	290	219x18	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140x270	до устья		
20	40	14.05.1992г.	02.06.1992г.	310	310	310	245x30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							146x265	до устья		
21	41	14.05.1992г.	02.06.1992г.	270	270	270	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Нагнетательная
							146x269	до устья		
22	42	21.06.1992г.	27.06.1992г.	250	270	270	245x30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							146x262	до устья		
23	43	07.07.1992г.	14.07.1992г.	240	260	193	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x257	до устья		
24	44	18.09.1992г.	01.11.1992г.	320	320	300	219x18	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Нагнетательная
							140x308	до устья		
25	45	29.08.1992г.	09.09.1992г.	320	320	320	219x18	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140x318	до устья		
26	46	09.12.1992г.	25.12.1992г.	290	290	225	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x288	до устья		
27	47	08.10.1992г.	01.11.1992г.	270	320	320	219x22	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140x278	до устья		
28	48	08.08.1992г.	19.08.1992г.	220	262	262	219x22	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140x261	до устья		
29	49	08.10.1992г.	14.10.1992г.	250	250	176	219x21	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140x194	до устья		
30	50	23.05.1992г.	06.06.1992г.	240	240	157	219x22	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140x228	до устья		
31	51	07.06.1992г.	17.06.1992г.	250	230	201	219x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Нагнетательная
							140x221	до устья		
32	52	15.03.1993г.	23.03.1993г.	300	300	260	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x298	до устья		

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

33	53	13.02.1993г.	02.03.1993г.	300	300	290	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x302	до устья		
34	54	29.03.1993г.	06.04.1993г.	300	300	271	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							140x298	до устья		
35	55	10.04.1993г.	19.04.1993г.	250	250	118	245x30	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							146x240	до устья		
36	56	25.04.1993г.	04.05.1993г.	250	250	250	245x30	до устья	снято	Ликвидирована по геол. причинам
							140x250	до устья		
37	57	29.08.2002г.	24.09.2002г.	350	283	220	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x232	до устья		
38	58	05.10.2002г.	24.10.2002г.	270	270	168	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x223	до устья		
39	59	30.10.2002г.	26.11.2002г.	350	336	289	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x318	до устья		
40	60	04.05.2003г.	20.05.2003г.	250	256	157	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x230	до устья		
41	61	22.05.2003г.	31.05.2003г.	230	225	208	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Нагнетательная
							146x219,5	до устья		
42	62	06.06.2003г.	18.06.2003г.	270	270	198	245x11	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x210	до устья		
43	63	08.04.2004г.	22.04.2004г.	300	302	259	245x8	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							146x298	до устья		
44	64	09.10.2006г.	23.10.2006г.	270	255	145	245x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							168x255	до устья		
45	65	15.11.2006г.	27.11.2006г.	250	240	136	245x22	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							168x202	до устья		
46	66	27.06.2007г.	10.07.2007г.	290	290	237	245x19	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x271	до устья		
47	67	17.05.2007г.	28.05.2007г.	300	290	268	245x17	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x280	до устья		

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

48	68	04.08.2007г.	12.08.2007г.	250	250	155	245x12	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x91	до устья		
49	69	15.08.2007г.	30.08.2007г.	220	250	167	245x12	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x203	до устья		
50	70	11.09.2008г.	08.10.2008г.	200	200	161	245x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x194	до устья		
51	71	10.10.2008г.	28.10.2008г.	340	340	332	273x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	Действующая
							168x340	до устья		
52	72	28.10.2008г.	14.11.2008г.	225	225	210	245x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							168x220	до устья		
53	73	18.11.2008г.	08.12.2008г.	280	280	140	245x20	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							168x270	до устья		
54	74	04.10.2010г.	17.10.2010г.	325	325	316	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x325	до устья		
55	75	05.07.2010г.	20.07.2010г.	340	343	306	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x340	до устья		
56	76	01.08.2010г.	19.08.2010г.	300	275	275	ликвидирована по геологическим причинам из-за отсутствия продуктивного пласта			
57	77	02.09.2010г.	13.11.2010г.	300	300	300	ликвидирована по геологическим причинам из-за отсутствия продуктивного пласта			
58	78	01.06.2010г.	23.06.2010г.	320	285	250	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x285	до устья		
59	79	09.09.2012г.	28.09.2012г.	300	300	165	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x190	до устья		
60	80	25.09.2012г.	10.10.2012г.	300	300	120	324x8	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							245x30	до устья		
							168x270	до устья		
61	81	09.10.2012г.	22.10.2012г.	300	340	230	325x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	В бездействий (ожидание КРС)
							245x30	до устья		
							168x340	до устья		
62	82	28.10.2012г.	05.11.2012г.	300	210	153	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x210	до устья		
63	83	12.11.2012г.	23.11.2012г.	300	280	176	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x263	до устья		

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

64	84	08.05.2013г.	22.05.2013г.	300	300	190	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Нагнетательная
							245x30	до устья		
							168x300	до устья		
65	85	05.06.2013г.	26.06.2013г.	300	300	249	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x300	до устья		
66	86	26.06.2013г.	10.07.2013г.	300	305	272	324x10	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x304	до устья		
67	87	18.07.2013г.	04.08.2013г.	300	300	224	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	В бездействий (ожидание КРС)
							245x30	до устья		
							168x236	до устья		
68	88	15.08.2013г.	21.08.2013г.	300	300	270	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x300	до устья		
69	89	05.06.2014г.	14.06.2014г.	300	280	135	324x8	до устья	колонная головка с посадочным фланцем	В бездействий (ожидание КРС)
							245x30	до устья		
							168x218	до устья		
70	90	15.07.2014г.	26.07.2014г.	300	300	240	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x284	до устья		
71	91	20.05.2014г.	30.05.2014г.	300	230	219	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x229	до устья		
72	92	08.05.2014г.	15.05.2014г.	300	290	264	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							245x30	до устья		
							168x292	до устья		
73	93	26.06.2014г.	06.07.2014г.	300	300	247	324x8	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Нагнетательная
							245x30	до устья		
							168x256	до устья		
74	94	27.07.2017г.	05.08.2017г.	330	330	313	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							168x324	до устья		
75	95	20.08.2017г.	27.08.2017г.	220	220	203	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							168x213	до устья		
76	96	06.03.2018г.	24.03.2018г.	330	330	318	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							168x330	до устья		
77	97	06.04.2018г.	17.04.2018г.	330	330	324	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14- 168x245	Действующая
							168x330	до устья		
78	ОЦ-1	01.05.2018г.	11.05.2018г.	300	212	200	245x30	до устья	колонная головка	Действующая

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

							168x212	до устья	типа ОКК1-14-168x245	
79	ОЦ-2	27.05.2019г.	11.06.2019г.	300	300	212	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							168x224	до устья		
80	ОЦ-3	01.03.2019г.	11.03.2019г.	300	300	166	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	В испытаний, нет промышленного притока
							168x177	до устья		
81	ОЦ-4	24.04.2019г.	14.05.2019г.	300	300	205	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	В испытаний, нет промышленного притока
							168x216	до устья		
82	ОЦ-5	22.06.2019г.	04.07.2019г.	300	300	223	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	В испытаний, нет промышленного притока
							168x233	до устья		
83	98	22.02.2020г.	04.03.2020г.	300	300	280	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							168x292	до устья		
84	99	13.03.2020г.	27.03.2020г.	300	300	211	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							168x223	до устья		
85	100	07.06.2021г.	21.06.2021г.	300	300	211	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Действующая
							168x222	до устья		
86	ОЦ-6	28.06.2021г.	21.07.2021г.	300	240	222	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Ожидание перевода запасов
							168x234	до устья		
87	ОЦ-7	14.03.2022г.	04.04.2022г.	300	330	320	245x30	до устья	колонная головка типа ОКК1-14-168x245	Ожидание перевода запасов
							168x330	до устья		

1.5.5. Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промысловых характеристик разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин при оценке контрактной территории на месторождении Камыскуль Южный.

В период промышленной разработки добыча нефти осуществляется механизированным способом. Устья механизированных скважин оборудованы станками-качалками в основном типа СКЗ-1,2-630 и винтовыми насосами.

Техническая характеристика станка –качалки типа СКЗ-1,2-630:

- Наибольшая допустимая нагрузка в точке подвеса штанг, 30 кН
- Максимальный крутящий момент на выходном валу редуктора 6,3 кН*м
- Число качаний балансира в минуту 5-15 ед.
- Длина хода полированного штока 0,6-1,2 м

Режим работы действующих скважин: длина хода полированного штока 0,62- 0,92 м, число качаний 4,7-5,7 кач/мин.

При таких параметрах из скважин ШГН отбирается от 0,8 до 9,9 м³/сут. жидкости. Обводненность продукции изменяется по скважинам от 20 до 98 %.

Скважины оборудованы штанговыми насосами типа (НСН) невставного исполнения условным размером 56 и 44 мм. Цилиндр которого присоединяют непосредственно к насосно-компрессорным трубам диаметром 73 и 60 мм. Диаметр штанги 22 мм. Глубина спуска штанговых установок изменяется от 95 до 220 м. Динамические уровни в скважинах колеблется до отметок 34-177м.

В связи с влиянием песка глубинные насосы были заменены на электровинтовые насосы (ЭВН). Текущие дебиты скважин с ЭВН по жидкости составляют от 1,9 до 5,6 м³/сут. при обводненности 10-80%.

Устьевое и внутрискважинное оборудование

Устьевое оборудование скважин выбирается исходя из условий предлагаемых вариантов проекта и эксплуатации месторождения (глубина скважин до 300 м, пластовое давление изменяется от 0,4 до 1,3 МПа, дебит жидкости новых скважин в среднем 1,6 т/сут, наличие парафина, песка и воды в продукции.

Этим условиям соответствует механизированный способ добычи нефти.

Поскольку нефти всех продуктивных горизонтов являются высоковязкими, и эксплуатация добывающих скважин будет сопровождаться выносом песка из пласта вместе с пластовой жидкостью, то для подъема жидкости на поверхность рекомендуется использовать электровинтовые насосы. Спускать их следует до кровли нефтяного пласта.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Скважинные штанговые насосные установки (УШГН)

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается в основном производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Винтовые скважинные насосные установки (УШВН)

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, УШВН представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

Выбор скважин для оборудования УШВН должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

1.5.6. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Рекомендации по системе сбора нефти

Продукция эксплуатационных скважин механизированным способом добычи направляется через выкидные линии на групповые замерные установки ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

Со скважин продукция поступает на ГЗУ, где предусмотрен замер дебита жидкости индивидуально по скважинам вручную в калиброванной замерной (тестовой) емкости, а на ГЗУ-3 и ГЗУ-4 с использованием счетчика жидкости СКЖ.

Нефтяная эмульсия, добываемая из скважин под устьевым давлением по герметизированной однотрубной системе с $P=0,5$ МПа, поступает на подземные емкости групповых замерных установок ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4. Жидкость из каждой ГЗУ насосом НБ-32 перекачивается в РВС №4 (V-400м³) цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), где отделяется основное количество воды. Отделившаяся свободная вода дренируется в РВС №3 (V-400м³), предназначенный для сбора пластовой и подтоварной воды.

Сырая нефть через переточную линию резервуара РВС №4 насосом НБ-125 перекачивается в РВС №1 (V-1000м³), где происходит сбор нефти. После наполнения РВС №1 сырая нефть с помощью насоса НБ-125 перекачивается через печь подогрева нефти ПП-0,63 в РВС №2 (V-1000м³) для дальнейшей подготовки, где нагревается до температуры +60-65°C и попутно с помощью дозировочного насоса добавляется деэмульгатор, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.

После заполнения и подготовки нефти с резервуара отбирается проба нефти для определения содержания хлористой соли и воды. При достижении положительных результатов химического анализа нефть хранится в РВС №2 или насосом НБ-125 перекачивается в резервуар РВС №5 (V-2000м³), для дальнейшей транспортировки. Откачка товарной нефти производится насосом ЦНС-60/330 через технологическую линию Южный Камыскуль на магистральный нефтепровод «НПС-3 – Косчагил». Сдача нефти производится порезервуарным методом, согласно техническим условиям соглашения с АО «КазТрансОйл».

Все емкости, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами.

Сброс подтоварной воды производится в дренажную подземную емкость ЕП-16. С ЕП-16 погружным насосом НВЕ 50/50 перекачивается на РВС-4 с дальнейшим дренированием на РВС №3, предназначенного для сбора пластовой воды и оттуда насосом НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

На рисунке 6 представлена принципиальная технологическая схема ЦСП месторождении Камыскуль Южный для сбора скважинной продукции в существующем положении.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПСП «ЮЖНЫЙ КАМЫСКУЛЬ»

УТВЕРЖДАЮ:

 Директор по производству
ТОО «Эмбаведьойл»
Бисенгалиев Т.Д.

№ 01 от 01 2025 г.

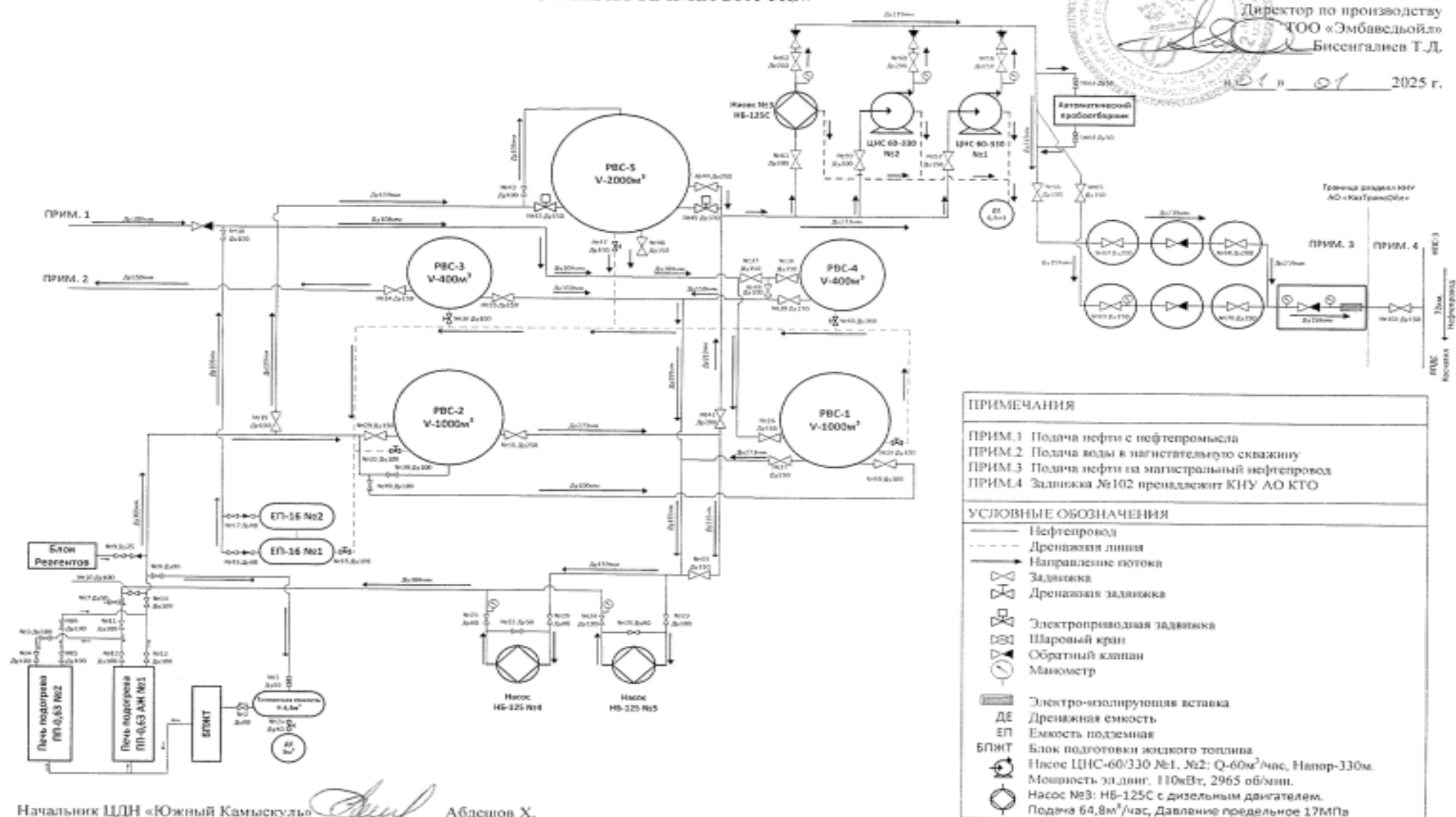


Рисунок 6. Технологическая схема ЦСП месторождении Камыскуль Южный для сбора скважинной продукции в существующем положении

1.5.7. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В качестве источника рабочего агента для поддержания пластового давления рекомендуется собственная пластовая вода продуктивных горизонтов месторождения.

Основные требования к качеству воды для заводнения продуктивных горизонтов с учетом проницаемости и трещиноватости коллекторов, согласно ОСТ № 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов». Требования к качеству представляют:

- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде месторождения;
- содержание нефти и механических примесей устанавливается в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора (приложения 1 ОСТ 39-225-88).

Требованиям ОСТ 39-225-88 по химическому составу, в наибольшей мере, отвечает пластовая вода, добываемая вместе с нефтью, которая может быть рекомендована для использования в системе ППД.

Горизонт Ю-I пласт Б. Минерализация пластовых вод изменяется от 136,4 до 138,6 г/дм³, в среднем составляет 137,5 г/дм³. Плотность вод изменяется от 1,102 до 1,120 г/см³. Основными компонентами солевого состава являются ионы Cl и Na+K, pH среды изменяется от кислой до слабощелочной в пределах от 6,6 до 7,08 в среднем 6,84. По классификации В.А.Сулина воды относятся к хлормagneиевому и хлоркальциевому типу.

Горизонт Ю-II. Минерализация пластовых вод изменяется от 114,0 до 155,7 г/дм³, в среднем составляет 132 г/дм³. Плотность вод изменяется от 1,073 до 1,110 г/см³, средняя 1,090 г/см³. По классификации В.А.Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу.

Горизонт Ю-III. Минерализация пластовых вод изменяется от 108,6 до 209,6 г/дм³, в среднем составляет 158,7 г/дм³. Плотность вод изменяется от 1,071 до 1,130 г/см³, в среднем 1,097 г/см³. По классификации В.А.Сулина воды относятся к хлормagneиевому и хлоркальциевому типу.

Пластовая вода из резервуара РВС-№4 дренируется на РВС-№3, предназначенного для сбора пластовой воды и оттуда насосом НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству закачиваемых вод.

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.

Вода, прошедшая очистку, должна соответствовать требованиям, согласно «СТ РК 1662-2007. Воды для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды».

Показатели и нормы качества воды:

Водородный показатель (pH).

Значение pH должно находиться в пределах 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.

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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица 1.5.7-1 - Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Механических примесей	Нефти
до 0.1вкл. свыше0.1	- -	до3 до5	до 5 до 10
до 0.35вкл. свыше 0.35	от 6.5 до 2 вкл. менее 2	до15 до30	до15 до30
до 0.6вкл. свыше0.6	от 35 до 3.6 вкл. менее 3.6	до40 до50	до40 до50

6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0.5 мг/л.

7. Набухание пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

Коррозийная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0.1 мг/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, которых 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 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.

Исходя из свойств коллекторов, закачиваемые воды должны удовлетворять следующим требованиям:

- содержание механических примесей – менее 30 мг/л;
- содержание нефтепродуктов - менее 30 мг/л.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов мех. примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте, в процессе развития биогенной сульфатредукции.

Наличие в нагнетаемой воде нефтепродуктов, особенно окисленных, способствует агрегации взвешенных частиц, что приводит к загрязнению призабойной зоны, коагуляции порового пространства и снижению приемистости нагнетательных скважин.

Снижение приемистости является основным следствием осадконакопления и главной причиной остановок нагнетательных скважин на проведение подземного или капитального ремонта.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям, приведенным ниже.

1	Стабильность	стабильна
2	Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%
3	Количество мехпримесей	до 30 мг/л
4	Содержание нефтепродуктов	до 30 мг/л
5	Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм
6	Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л
7	Содержание сероводорода	отсутствие
8	Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие
9	Совместимость с пластовыми водами	совместима

Система ППД должна обеспечивать с учетом забойных давлений требуемые объемы закачки, осуществляя расчетную депрессию на пласт с тем, чтобы отбор углеводородного сырья происходил с более полной отдачей пласта.

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращение солеобразования.

В первую очередь для достижения минимального содержания и размера механических примесей требуется фильтрация воды и отстой до установленной нормы качества. С этой целью применяются напорные генерируемые фильтры с фильтрующей тканевой набивкой или набивкой из полиуретана.

Для предупреждения образования сероводорода биогенного происхождения необходима стерилизация нагнетаемой воды. Наиболее распространенным и эффективным средством борьбы с сульфатредукцией является бактерицидная обработка воды и пласта.

Для снижения коррозии трубопроводов в воду вводятся ингибиторы коррозии

1.5.8. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

На месторождении с целью интенсификации притока жидкости из пласта в скважину рекомендуется применение обработка ПЗП разглинителем (водорастворимый) ТНД-П-05.

В процессе вскрытия пласта с применением бурового раствора и проведении перфорации, как метода вторичного вскрытия пласта, происходит снижение проницаемости пористой среды в результате сужения поровых каналов за счет коагуляции призабойной зоны пласта глинистыми растворами и шламом выбуренной породы; проникновения фильтрата бурового раствора и промывочной жидкости в пласт.

Все это отрицательно сказывается на эффективности разработки продуктивных залежей и извлечения нефти. При освоении скважины перед вызовом притока для обеспечения ее продуктивности, соответствующей естественной проницаемости и нефтегазонасыщенной толщине пласта, необходимо проведение работ по воздействию на призабойную зону.

С целью восстановления или увеличения проницаемости пород призабойной зоны и очистки ее от загрязнений глинистыми частицами, механическими примесями проводятся обработка ПЗП разглинителем (водорастворимый) ТНД-П-05.

Применяется в терригенных коллекторах или в тех скважинах, где при бурении использовалась глина. В работе используется его водный раствор, процент раствора зависит так же от многих факторов разглинителя. Закачивается в зону перфорации и ПЗП для растворения глинодержащих коагулянтов, оставшихся от бурения и вынесенных из пласта. Разглинитель переводит глину в дисперсную фазу. Также его применяют для закачки в терригенный коллектор продуктивного пласта для удаления глины. Как мы знаем, глина значительно снижает проницаемость продуктивного пласта. При удалении глинистых соединений из зоны перфорации, ПЗП и части пласта происходит увеличение проницаемости продуктивного коллектора. Технология особенно эффективна с кислотными обработками и позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи и дебит скважин.

Итак, водорастворимый реагент ТНД-П-05 позволяет перевести любые глинистые породы в дисперсное состояние, то есть отчистит ПЗП от глинистых коагулянтов и частично перевести часть глины нефтеносного пласта в дисперсное состояние и удалить растворенную глину.

Применение реагента ТНД-П-05 при освоении продуктивных горизонтов позволяет улучшить фильтрационные характеристики призабойной зоны и способствует притоку нефти из пласта к скважине.

Причем заколонные перетоки, как результат цементации низкого качества, как правило, являются основными причинами ускоренного обводнения скважин.

Конусы воды также являются нежелательными так как:

если осуществляется добыча нефти при критических дебитах, то такие дебиты часто оказываются малыми и нерентабельными;

в случае эксплуатации скважин при сверхкритических дебитах происходит нарастающее обводнение добываемой продукции.

В настоящее время существует ряд различных технологий ограничения притока воды, на основании обобщения которых при ремонтно-водоизоляционных работах используются следующие материалы:

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

- смеси на базе минеральных вяжущих веществ (тампонажный цемент, шлак, гипс и их модификации);
- тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);
- тампонажные растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих материалов с различными облагораживающими добавками, т.н. цементнополимерные растворы (ЦПР);
- многокомпонентные тампонажные смеси, приготовленные с помощью дезинтеграторов (МТСД);
- сжимающие тампонажные материалы (СТМ).

Практика показывает, что работы по изоляции пластовых вод цементными растворами имеют низкую эффективность (порядка 20%). При проведении водоизоляционных работ и для выравнивания профиля приемистости рекомендуются селективного реагента гидрофобизатора ТНД-П-04. Вступает в реакцию с солями пластовой воды и образует нерастворимый коагулянт, ограничивающий приток пластовой воды. Не гелеобразующий. Не вступает в реакцию с нефтью.

1.5.9. Обоснование типовой конструкции скважин

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан для бурения скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в нижние юры на Контрактной территории ТОО «Эмбаведьойл» месторождении Камыскуль Южный рекомендуется следующая конструкция скважин.

• **Кондуктор** Ø244,5 мм x 30 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под эксплуатационной колонны и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

• **Эксплуатационная колонна** Ø168,3 мм x 300м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Таблица 1.5.9-1 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Кондуктор	295,3	244,5	30	устье
Эксплуатационная колонна*	215,9	168,3	300	устье
Примечание: * - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, по выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

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 Кодексом

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

Наилучшие доступные техники – это технологии, способы, методы, применяемые в процессе деятельности и являющиеся эффективными, передовыми и практически пригодными.

ТОО «Эмбаведьойл» при заключении договоров на передачу отходов специализированным предприятиям тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов.

Подрядные организации, привлеченные для этих работ, должны отвечать всем нормативным требованиям РК, а также внутренним стандартам Компании и иметь опыт в сфере обращения с отходами.

1.7. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связис 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 вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыреуровней оценки.

В таблице 1.8-1 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 1.8-2.

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 источникии 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.

Таблица1.8-1-Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1км2, воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до10 км2, воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный(3)</i>	Площадь воздействия от 10 до 100 км2, воздействие на удалении от 1 до10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100 км2, воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Среднейпродолжительности(2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный(3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до3 лет
<i>Многолетний(постоянный)(4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивностьвоздействия(обратимостьизменения)	
<i>Незначительный(1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый(2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный(3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный(4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая(1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или безсмягчения), а также находится в Пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя(9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная отпорогового значения, Ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законенный предел.
<i>Высокая(28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузкина компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица1.8-2-Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	<u>Среднейпродолжител ьности</u> 2	<u>Слабое</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

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.

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 пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 1.8-3 - 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	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное(1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное(2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное(3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное(4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное(5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное(1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное(3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временныерамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное(4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное(5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное(1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниями изменчивости этого показателя
<i>Слабое(2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное(3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне районного 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 среднего республиканского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, 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 по средством 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 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - 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

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

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

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

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки...» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной разработки месторождения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Проектные начальные дебиты скважин по нефти обоснованы исходя из результатов испытаний и опробования скважин.

Ниже приведено описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Как уже отмечалось в предыдущих главах, в рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения были рассмотрены три основных варианта дальнейшей разработки.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется 3-й вариант разработки месторождения.

В рекомендуемом варианте разработки 3 месторождения Южный Камыскуль предусмотрено выделенные два объекта разработки вести на режиме поддержания пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты.

Для закачки воды с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти к забоям добывающих скважин, нагнетательные скважины специально не будут буриться, а нагнетательные

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

скважины будет сформированы из добывающего фонда, путем переводов.

Ниже приведено краткое описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый).

Как упоминалось выше, данный вариант является продолжением реализации утвержденного проектного документа на разработку. Анализ показал, что ряд мероприятий, запланированных ранее в ПР 2020 г. фактически были реализованы, в части бурения трех добывающих скважин (98,99 и 100), но часть мероприятий, такие как вывод из бездействия и перевод под ППД не реализованы, в связи с чем данные мероприятия легли в основу данного базового варианта. Данный вариант рассчитан без бурения новых скважин, запланированы только выводы из бездействия и перевод под ППД.

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект.;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIb-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№62,68,82,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67):

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока не запланирована, в связи с отсутствием добывающих скважин.

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100 Разработка блока планировалось без ППД.

Возвратный объект запланирован к эксплуатации скважинами, работающими на момент составления отчета, и данный вариант идентичен для всех трех представляемых вариантов разработки основного объекта.

I блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной 55, с выводом данной скважины из бездействия в 2030 году

II блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующими скважинами 78 и 79. Также запланирована ликвидация бездействующей скважины 80 в 2025 году.

IIIa блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 60.

IV блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к переводу с основного объекта в 2025 году.

V блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 37. Скважина 43, находящаяся в бездействия, к выводу в эксплуатацию не запланирована.

Вариант 2 (альтернативный).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»
скважины №105 в 2029 году;

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIа-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIа-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Разработка блока планировалось без ППД.

Вариант 3 (рекомендуемый).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважины 36 и 55 намечены к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84). В 2027 году запланировано бурение добывающей скважины №103;

IIIа-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62, в 2027 году запланировано бурение 1 добывающей скважины №104;

IV-блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к выводу из испытания.

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Х1а-блок. По базовому варианту, разработка данного блока планируется существующими 4 скважинами, ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Также, с целью максимального отбора запланированы к бурению две добывающие скважины в 2026 году (№101 и 102).

В 2035 году запланирована ликвидация скважины 81, в 2039 году скважин 72, и 87. В 2044 году предусмотрена ликвидация скважины 80.

Таблица 1.8.2-1. График планируемых работ по 3 варианту (рекомендуемого) (по бурениям и вывода из бездействия)

Скважина, №	Год	Мероприятие
62	2025	вывод из бездействия
64	2025	вывод из бездействия
72	2025	вывод из бездействия
81	2025	вывод из бездействия
87	2025	вывод из бездействия
ОЦ-7	2025	вывод из бездействия
101	2026	ввод из бурения
102	2026	ввод из бурения
103	2027	ввод из бурения
104	2027	ввод из бурения
106	2028	ввод из бурения
107	2028	ввод из бурения
105	2029	ввод из бурения

Описание технологических процессов

Продукция эксплуатационных скважин механизированным способом добычи направляется через выкидные линии на групповые замерные установки ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

Со скважин продукция поступает на ГЗУ, где предусмотрен замер дебита жидкости индивидуально по скважинам вручную в калиброванной замерной (тестовой) емкости, а на ГЗУ-3 и ГЗУ-4 с использованием счетчика жидкости СКЖ.

Нефтяная эмульсия, добываемая из скважин под устьевым давлением по герметизированной однотрубной системе с $P=0,5$ МПа, поступает на подземные емкости групповых замерных установок ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3, ГЗУ-4. Жидкость из каждой ГЗУ насосом НБ-32 перекачивается в РВС №4 (V-400м³) цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), где отделяется основное количество воды. Отделившаяся свободная вода дренируется в РВС №3 (V-400м³), предназначенный для сбора пластовой и подтоварной воды.

Сырая нефть через переточную линию резервуара РВС №4 насосом НБ-125 перекачивается в РВС №1 (V-1000м³), где происходит сбор нефти. После наполнения РВС №1 сырая нефть с помощью насоса НБ-125 перекачивается через печь подогрева нефти ПП-0,63 в РВС №2 (V-1000м³) для дальнейшей подготовки, где нагревается до температуры +60-65°С и попутно с помощью дозировочного насоса добавляется деэмульгатор, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.

После заполнения и подготовки нефти с резервуара отбирается проба нефти для определения содержания хлористой соли и воды. При достижении положительных результатов химического анализа нефть хранится в РВС №2 или насосом НБ-125 перекачивается в резервуар РВС №5 (V-2000м³), для дальнейшей транспортировки. Откачка товарной нефти производится насосом ЦНС-60/330 через технологическую линию Южный Камыскуль на магистральный нефтепровод «НПС-3 – Косчагил». Сдача нефти производится порезервуарным методом, согласно техническим условиям соглашения с АО «КазТрансОйл».

Все емкости, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами.

Сброс подтоварной воды производится в дренажную подземную емкость ЕП-16. С ЕП-16 погружным насосом НВЕ 50/50 перекачивается на РВС-4 с дальнейшим дренированием на РВС №3, предназначенного для сбора пластовой воды и оттуда насосом НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Воздействие на атмосферный воздух

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия разведочных работ на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

выделения выполнена с учетом действующих методик.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу
ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН (скв. №№101,102,103,104,105,106,107)

На этапе проведения строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР) количество источников выделения загрязняющего вещества составит 7 единиц, расположенные на площадке бурения скважины, из них 2 – организованный и 5 - неорганизованных.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат;
- ист. N 0002, Дизельная электростанция.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Разработка грунта;
- ист. N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6005, Насос для перекачки дизельного топлива.

При проведении работ по бурению и креплению скважин, выявлено 21 источников загрязнения, 8 источников организованные, остальные 13 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. N 0003, Дизельный двигатель ЯМЗ-238 (силовой двигатель);
- ист. N 0004-0005, Дизельгенератор мощностью 176 кВт;
- ист. N 0006, Дизельгенератор резервный мощностью 100 кВт (освещение);
- ист. N 0007, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0008, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0009, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0010, Дизельная электростанция 100 кВт (вахт.пос).

Неорганизованные источники:

- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6010, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6011, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6012, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6013, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор бурового раствора;
- ист. N 6017, Сепаратор бурового раствора;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская.

На стадии проведения работ по испытанию скважин количество источников загрязнения составит 16 единиц, из них 5 организованных и 11 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. N 0011, Дизельный двигатель АР-32/40 мощностью 169 кВт;
- ист. N 0012, Дизельгенератор резервный мощностью 100кВт;
- ист. N 0013, Дизель-генератор резервный;
- ист. N 0014, Котельная установка;
- ист. N 0015, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для хранения дизтоплива для котельной;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Насос для нефти;
- ист. N 6023, Устье скважины;
- ист. N 6024, Площадка налива нефти;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник;
- ист. N 6028, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6029, Дренажная емкость.

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве добывающих скважин:

На 2026 год (при бурении 2-х скважины №101,102) составит – 26,862207 г/сек и 116,18975675 т/год, на 2027 год (при бурении 2-х скважин №104,103) составит – 26,862207 г/сек и 116,18975675 т/год, на 2028 год (при бурении 2-х скважин №106,107) составит – 26,862207 г/сек и 116,18975675 т/год, на 2029 год (при бурении 1-ой скважины №105) составит – 13,4311035 г/сек и 58,094878 т/год.

ПРИ ВЫВОДА СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ (скв.№ 64,81,62,72,87, ОЦ-7)

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 30 единиц, из них 17 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 13 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор;
- ист. N 0002, Дизельный генератор;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0005, Дизельгенератор;
- ист. N 0006, Дизельный двигатель;
- ист. N 0007, Привод силового блока;
- ист. N 0008, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0009, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0010, Двигатель двигателя ЯМЗ -238;
- ист. N 0011, Дизельгенератор
- ист. N 0012, Цементировочный агрегат
- ист. N 0013, Дизельный двигатель силового привода

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС);
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6013, Емкость для нефти;
- ист. N 6014, Насос для нефти;
- ист. N 6015, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6016, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6017, Устья скважин.

При вывода из бездействия 6-ти скважин №64,81,62,72,87, ОЦ-7 на 2025 год ориентировочный выброс будет составлять 20.066846412 г/сек и 382.703753959 т/период.

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источники выбросов подразделяются на организованные и неорганизованные. Организованные источники выбросов загрязняющих веществ производят выбросы через специально сооруженные устройства (например: дымовая труба). Неорганизованные источники выбросов загрязняющих веществ – выбросы в виде ненаправленного потока газа.

От объектов предприятия выбрасываются в атмосферу в целом по месторождению выявлено 146 стационарных источников выбросов, 8 из которых являются организованные, 138 являются неорганизованными.

Источники выбросов загрязняющих веществ за 2025-2035 гг.:

Организованные источники

- Источник №0003, Отопительный котел (ЖБК);
- Источник №0004, Печь подогрева нефти ПП-063 №1;
- Источник №0005, Печь подогрева нефти ПП-0,63 АЖ-2;
- Источник №0006, Сварочный агрегат АДД;
- Источник №0007, ММ-27/100 (Мотопомпа);

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Источник №0008, Насосный силовой Блок НП-15 (НБ 125);

Источник №0009, Дизельный генератор мощностью 200 кВт;

Источник №0010, ДЭС мощностью 100 кВт.

Неорганизованные источники

Источник №6001, Блок подачи реагента

Источник №6002, Блок подачи ингибитора коррозии

Источник №6003-6053, Эксплуатационные скважины

Источник №6054-6057, Групповые замерные установки (ГЗУ)

Источник №6058-6063, Емкости для нефти РВС-400, ОГ-100, ЕП-60, ЕП-50

Источник №6064, Емкость для нефти РВС-2000

Источник №6065-6066, Емкость для нефти РВС-1000

Источник №6067, Емкость для нефти РВС-400

Источник №6068-6073, Резервуар для хранения дизельного топлива

Источник №6074, Сварочный пост

Источник №6075, Емкость для подогрева нефти в ПП -063 (исключается)

Источник №6076, Насос марки 9 МГР

Источник №6077, Насос НБ-32 (исключается)

Источник №6078-6080, Насос марки ЦНСН-60/330

Источник №6081-6085, Насос НБ-32

Источник №6086, Насос НБ-125

Источник №6087-6088, Емкость для нефтешлама

Источник №6089-6090, Дренажная емкость ЕП-16 - №1, №2

Источник №6091-6092, Поддон для подземных работ

Источник №6093-6096, Емкости для нефти на ГЗУ

Источник №6097-6105 Эксплуатационные скважины (№№ 95, 96, 97, 100, ОЦ-1, ОЦ-2, ОЦ-3, ОЦ-4, ОЦ-5).

Источник №6106-6108, Емкости для нефти ЕП-50

Источник №6109, Емкость для подогрева нефти в ПП -063 (V-4,5 м3)

Источник №6110, Емкость для подогрева нефти в ПП -063 (V-6 м3)

Источник №6111, Насос НБ-125

Источник №6112-6113, Емкости для нефти на ГЗУ (V- 5м3, V- 1м3)

Источник №6114, Емкость для нефти при ремонте скважин (V-8м3)

Источник №6115, Емкости (чаны) для подземного ремонта скважин.

Источник №6116-6117, Эксплуатационные скважины (№№98,99);

Источник № 6118-6119, Эксплуатационные скважины (ОЦ-6, ОЦ-7);

Источник № 6120, Выкидные линии от скважин №100, ОЦ-6, ОЦ-7 до ГЗУ №4.

Источник №6121-6126, Эксплуатационные скважины (№№62,64,72,87,81 и ОЦ-7);

Источник №6127-6133, Эксплуатационные скважины (№№101,102,103,104,105,106,107);

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при подземном ремонте скважин являются:

Организованные источники:

Источник №0201 – дизельный двигатель АР-32/40;

Источник №0202 – дизельный двигатель АР-32;

Источник №0203 – цементирувочный агрегат, «ЦА-320 М».

Неорганизованные источники:

Источник №6201– Краз наливной;

Источник №6202– емкость для хранения дизельного топлива.

При эксплуатации месторождения: на 2025-2035 годы 10,36678211 г/сек и 210,0320155 т/год.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разработке месторождения приведены ниже.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН (скв.№36 и 55) на 2025 год

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при ликвидации последствий деятельности недропользования являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, Установка «УПА 60/80»;

- Источник №0002, Цементирувочный агрегат ЦА-320;

- Источник №0003, Дизельный генератор при освещении;

- Источник №0004, Сварочный агрегат;

- Источник №0005, Дизельный генератор (резервный);

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

- Источник №0006, Передвижная паровая установка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, Выбросы пыли, образуемой при работе спецтехники;
- Источник №6002, Газорезка;
- Источник №6003, Сварочный пост;
- Источник №6004, Ремонтная мастерская
- Источник №6005, СМН-20;
- Источник №6006, Емкость для дизтоплива;
- Источник №6007, Емкость для хранения масла;
- Источник №6008, Блок приготовления бурового раствора;
- Источник №6009, Выбросы при работе автогрейдер (тех. рекульт.);
- Источник №6010, Выбросы при работе погрузчика (тех. рекульт.);
- Источник №6010, Выбросы при работе экскаватора (тех. рекульт.);
- Источник №6012, Выбросы при работе Трактора МТЗ (биолог. рекульт.);
- Источник №6013, Выбросы при работе ЮМЗ (биолог. рекульт.);
- Источник №6014, Выбросы при внесении удобрения (биолог. рекульт.).

В целом при ликвидации скважин будет – 20 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 6, неорганизованных – 14.

При ликвидации скважин №36 и №55 в 2025 году составит – 6,2623577 г/сек и 15,1118257 т/год.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х скважин №101,102 на 2026 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.003266	0.00214	0.0535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000281	0.000184	0.184
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	8.85361081	37.05234639	1375.4055
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.715328877	8.940147	149.00245
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.694910556	3.49478	69.8956
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.853972223	10.3599	207.198
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008771775	0.055604464	6.950558
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.998837779	48.68206	16.2273533
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000229	0.00015	0.03
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	0.001008	0.00066	0.022
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.008589	0.0536052	0.00214421
0410	Метан (727*)				50		0.045775	0.2855806	0.00571161
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.012378	0.077243	0.00514953
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.25885	2.978074	0.05956148
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.004187	0.1443	0.00481
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00005469	0.0018844	0.018844
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.000017198	0.000592	0.00296
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.000034395	0.001184	0.00197333

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001	1	0.000016421	0.000093505	93.505
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05		0.01	2	0.164408334	0.85157	85.157
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05	0.0000325	0.000292	0.00584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	4.186568442	3.15434	21.1182136
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5		0.15	3	0.011	0.0051912	0.034608
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	0.03548	0.045387	0.45387
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04	0.0046	0.002448	0.0612
В С Е Г О :						26.862207	116.18975675	2025.40585

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)

Таблица 1.8-2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х скважин №103,104 на 2027 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, 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 (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.003266	0.00214	0.0535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000281	0.000184	0.184
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	8.85361081	37.05234639	1375.4055
0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.715328877	8.940147	149.00245
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.694910556	3.49478	69.8956
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,		0.5	0.05		3	1.853972223	10.3599	207.198

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0333	Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)							
	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.008771775	0.055604464	6.950558
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	8.998837779	48.68206	16.2273533
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000229	0.00015	0.03
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	0.001008	0.00066	0.022
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.008589	0.0536052	0.00214421
0410	Метан (727*)			50		0.045775	0.2855806	0.00571161
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.012378	0.077243	0.00514953
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.25885	2.978074	0.05956148
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.004187	0.1443	0.00481
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00005469	0.0018844	0.018844
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.000017198	0.000592	0.00296
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000034395	0.001184	0.00197333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000016421	0.000093505	93.505
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.164408334	0.85157	85.157
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0000325	0.000292	0.00584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	4.186568442	3.15434	21.1182136
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.034608
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	0.03548	0.045387	0.45387
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :					26.862207	116.18975675	2025.40585

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

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)

Таблица 1.8-3

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х скважин №106,107 на 2028 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.003266	0.00214	0.0535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000281	0.000184	0.184
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	8.85361081	37.05234639	1375.4055
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.715328877	8.940147	149.00245
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.694910556	3.49478	69.8956
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.853972223	10.3599	207.198
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008771775	0.055604464	6.950558
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.998837779	48.68206	16.2273533
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000229	0.00015	0.03
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	0.001008	0.00066	0.022
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.008589	0.0536052	0.00214421
0410	Метан (727*)				50		0.045775	0.2855806	0.00571161
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.012378	0.077243	0.00514953
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.25885	2.978074	0.05956148
0416	Смесь углеводородов предельных				30		0.004187	0.1443	0.00481

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0602	С6-С10 (1503*) Бензол (64)		0.3	0.1	2	0.00005469	0.0018844	0.018844
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2		3	0.000017198	0.000592	0.00296
0621	Метилбензол (349)		0.6		3	0.000034395	0.001184	0.00197333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001	1	0.000016421	0.000093505	93.505
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01	2	0.164408334	0.85157	85.157
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05	0.0000325	0.000292	0.00584
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4	4.186568442	3.15434	21.1182136
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15	3	0.011	0.0051912	0.034608
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	0.03548	0.045387	0.45387
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04	0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :					26.862207	116.18975675	2025.40585
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)								

Таблица 1.8-4

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1 -ой скважины №105 на 2029 год

Код ЗВ	На и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001633	0.00107	0.0535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0001405	0.000092	0.184
0301	Азота (IV) диоксид (Азота)		0.2	0.04		2	4.426805405	18.526173195	1375.4055

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

	диоксид) (4)							
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06	3	0.8576644385	4.4700735	149.00245
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05	3	0.347455278	1.74739	69.8956
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05	3	0.9269861115	5.17995	207.198
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008		2	0.0043858875	0.027802232	6.950558
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3	4	4.4994188895	24.34103	16.2273533
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005	2	0.0001145	0.00075	0.03
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	0.000504	0.00033	0.022
0405	Пентан (450)		100	25	4	0.0042945	0.0268026	0.00214421
0410	Метан (727*)				50	0.0228875	0.1427903	0.00571161
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15		4	0.006189	0.0386215	0.00514953
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50	0.129425	1.489037	0.05956148
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30	0.0020935	0.07215	0.00481
0602	Бензол (64)		0.3	0.1	2	0.000027345	0.0009422	0.018844
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2		3	0.000008599	0.000296	0.00296
0621	Метилбензол (349)		0.6		3	0.0000171975	0.000592	0.00197333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001	1	0.0000082105	0.0000467525	93.505
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01	2	0.082204167	0.425785	85.157
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05	0.00001625	0.000146	0.00584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4	2..093284221	1.57717	21.1182136
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15	3	0.0055	0.0025956	0.034608
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)		0.3	0.1	3	0.01774	0.00226935	0.45387

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2930	месторождений) (494) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0023	0.001224	0.0612
	В С Е Г О :						13.4311035	58.094878	2025.40585

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)

Таблица 1.8-5

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из бездействия скважин №№62,64,72,81,87 на 2025 год

Код ЗВ	На и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							вывод из консервации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.01114	0.001283	0.032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000958	0.0001104	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	6.471650001	119.401104	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.051642999	53.1526794	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.42125	21.21256	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	3.627790792	23.0314	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000904112	0.01499643	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5.237349999	66.787184081	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000781	0.00009	0.018
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	0.00344	0.000396	0.0132
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000859	0.0146919	0.00058768
0410	Метан (727*)				50		0.004575	0.0782423	0.00156485
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.001238	0.0211671	0.00141114
0415	Смесь углеводородов предельных				50		0.024938	0.428134	0.00856268

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

	C1-C5 (1502*)								
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0016261	0.02843	0.00094767
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2		0.000021238	0.0003712	0.003712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3		0.000006679	0.0001166	0.000583
0621	Метилбензол (349)	0.6			3		0.000013348	0.0002332	0.00038867
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1		0.000010111	0.000033348	33.348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2		0.101100001	0.30314	30.314
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.000073	0.00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4		2.488119001	98.213636	8.213636
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		0.617416781	0.013682	0.13682
	В С Е Г О :						20.066846412	382.703753959	701.786318
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)									

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации на 2025-2035 годы

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00275	0.00297	0.07425
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0003056	0.00033	0.33
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.19328	82.51	672.75
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.34649275	4.37042	72.8403333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.13865	1.60594	32.1188
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	2.23247	39.38788	787.7576
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.001607234	0.049950971	6.24387137
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.152299999	30.6223	10.2074333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000111	0.00012	0.024
0402	Бутан (99)		200			4	0.005866	0.185579	0.0009279
0403	Гексан (135)		60			4	0.00196	0.0619936	0.00103323
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.002387061	0.075984761	0.00303939
0410	Метан (727*)				50		0.00438463	0.147028	0.00294056
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.004286947	0.136334142	0.00908894
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.9456918	28.4533534	0.56906707
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.34224	10.284034	0.34280113
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0044723	0.13824745	1.3824745
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0014052	0.0422243	0.2111215
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0028097	0.084449	0.14074833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000003389	0.000042828	42.828
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0395375	0.39184548	39.18
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	0.936521001	11.346034	11.346034

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2904	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)			0.002	2	0.00725	0.135	67.5
	В С Е Г О :					10.366782	210.03202	1745.86356

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)

Таблица 1.8-7

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при ликвидации скважин №36 и №55 в 2025 году

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности 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 (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.022745	0.12637	3.15925
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0005939	0.00335	3.35
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.154158889	2.0279	300.6975
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.350049944	1.95454	32.5756667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.14136111	0.772312	15.44624
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.333305556	1.84762	36.9524
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000000457	0.00000249	0.00031125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1.751416666	0.866576	3.28885867
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00175	0.000605	0.003025
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000003354	0.000020477	20.477
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.033741667	0.18892	18.892
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000736	0.001472
2752	Уайт-спирит (1294*)					1	0.00175	0.000605	0.000605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель		1			4	0.815329668	3.33713836	4.5516

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

2908	РПК-265П) (10) Пыль неорганическая, содержащая		0.3	0.1		3	0.661101239	1.5568695	15.568695
	двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
	В С Е Г О :						6.2623577	15.1118257	454.964624

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)

Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на период эксплуатации на 2025-2035 годы

Жылыойский район, ПР_Камыскуль Южный_на_2025-2035 годы_эксплуатация

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение на 20__ год		на 2025-2035 годы		Н Д В		год дос- тиже ния НДВ
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6074	0.00275	0.00297	0.00275	0.00297	0.00275	0.00297	2025
Камыскуль Южный								
Всего по		0.00275	0.00297	0.00275	0.00297	0.00275	0.00297	2025
загрязняющему веществу:								
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6074	0.0003056	0.00033	0.0003056	0.00033	0.0003056	0.00033	2025
Камыскуль Южный								
Всего по		0.0003056	0.00033	0.0003056	0.00033	0.0003056	0.00033	2025
загрязняющему веществу:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
месторождение	0003	0.0289	0.45	0.0013328	0.020928	0.0289	0.45	2025
Камыскуль Южный								
	0004	0.02984	0.688	0.023872	0.1856	0.02984	0.688	2025
	0005	0.0526	0.849	0.04208	0.4768	0.0526	0.849	2025
	0006	0.10094	0.344	0.080752	0.02752	0.10094	0.344	2025
	0007	0.061	0.0158	0.061	0.0158	0.061	0.0158	2025
	0008	0.21333333	1.6	0.1706666666	0.3072	0.21333333	1.6	2025
	0009	0.426666667	7.68	0.426666667	7.68	0.426666667	7.68	2025
	0010	0.21333333	4.864	0.21333333	4.864	0.21333333	4.864	2025
Подземный ремонт скважин	0201	0.36053333	4.352	0.36053333	4.352	0.36053333	4.352	2025
	0202	0.330666667	4.16	0.330666667	4.16	0.330666667	4.16	2025
	0203	0.375466667	1.9072	0.375466667	1.9072	0.375466667	1.9072	2025
Всего по		2.19328	26.91	2.08637013366	23.997048	2.19328	26.91	2025
загрязняющему								

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

веществу:								
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение	0003	0.00469	0.0732	0.0002168	0.0034	0.00469	0.0732	2025
Камыскуль Южный								
	0004	0.00485	0.1118	0.00388	0.03016	0.00485	0.1118	2025
	0005	0.00855	0.138	0.00684	0.07752	0.00855	0.138	2025
	0006	0.01640275	0.0559	0.0131222	0.004472	0.01640275	0.0559	2025
	0008	0.034666667	0.26	0.02773333334	0.04992	0.034666667	0.26	2025
	0009	0.069333333	1.248	0.069333333	1.248	0.069333333	1.248	2025
	0010	0.034666667	0.7904	0.034666667	0.7904	0.034666667	0.7904	2025
Подземный ремонт скважин	0201	0.058586667	0.7072	0.058586667	0.7072	0.058586667	0.7072	2025
	0202	0.053733333	0.676	0.053733333	0.676	0.053733333	0.676	2025
	0203	0.061013333	0.30992	0.061013333	0.30992	0.061013333	0.30992	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.34649275	4.37042	0.32912566634	3.896992	0.34649275	4.37042	2025
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение	0003	0.002575	0.0401	0.00014	0.0022	0.002575	0.0401	2025
Камыскуль Южный								
	0006	0.008575	0.03	0.00686	0.0024	0.008575	0.03	2025
	0007	0.0025	0.00064	0.0025	0.00064	0.0025	0.00064	2025
	0008	0.013888889	0.1	0.01111111111	0.0192	0.013888889	0.1	2025
	0009	0.027777778	0.48	0.027777778	0.48	0.027777778	0.48	2025
	0010	0.013888889	0.304	0.013888889	0.304	0.013888889	0.304	2025
Подземный ремонт скважин	0201	0.023472222	0.272	0.023472222	0.272	0.023472222	0.272	2025
	0202	0.021527778	0.26	0.021527778	0.26	0.021527778	0.26	2025
	0203	0.024444444	0.1192	0.024444444	0.1192	0.024444444	0.1192	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.13865	1.60594	0.13172222211	1.45964	0.13865	1.60594	2025
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение	0003	0.0606	0.944	0.003296	0.05176	0.0606	0.944	2025
Камыскуль Южный								
	0004	0.671	15.46	0.5368	4.176	0.671	15.46	2025
	0005	1.184	19.1	0.9472	10.72	1.184	19.1	2025
	0006	0.013475	0.045	0.01078	0.0036	0.013475	0.045	2025
	0007	0.003395	0.00088	0.003395	0.00088	0.003395	0.00088	2025
	0008	0.033333333	0.25	0.02666666666	0.048	0.033333333	0.25	2025
	0009	0.066666667	1.2	0.066666667	1.2	0.066666667	1.2	2025
	0010	0.033333333	0.76	0.033333333	0.76	0.033333333	0.76	2025
Подземный ремонт скважин	0201	0.056333333	0.68	0.056333333	0.68	0.056333333	0.68	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Всего по загрязняющему веществу:	0202	0.051666667	0.65	0.051666667	0.65	0.051666667	0.65	2025
	0203	0.058666667	0.298	0.058666667	0.298	0.058666667	0.298	2025
		2.23247	39.38788	1.79480433366	18.58824	2.23247	39.38788	2025
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6003	0.000175	0.005727	0.0003087	0.00998154	0.000175	0.005727	2025
Камыскуль Южный								
	6054	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	2025
	6055	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	2025
	6056	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	2025
	6057	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	0.0000206	0.000673	2025
	6058	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	2025
	6064	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	2025
	6065	0.0000759	0.00464	0.00001854	0.0006057	0.0000759	0.00464	2025
	6066	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	0.0000759	0.00464	2025
	6067	0.0000759	0.00367	0.0000759	0.00367	0.0000759	0.00367	2025
	6068	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	2025
	6069	0.000000457	0.00001333	0.00002277	0.003879	0.000000457	0.00001333	2025
	6070	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	2025
	6071	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	2025
	6072	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	2025
	6073	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	0.000000457	0.00001333	2025
	6087	0.000002774	0.0000033	0.000002774	0.0000033	0.000002774	0.0000033	2025
	6088	0.000002774	0.0000033	0.000002774	0.0000033	0.000002774	0.0000033	2025
	6089	0.0002117	0.0067358	0.00006831	0.00005661	0.0002117	0.0067358	2025
	6090	0.0002117	0.0067358	0.00006831	0.00006597	0.0002117	0.0067358	2025
	6091	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	2025
	6092	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	2025
	6093	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	2025
	6097	0.0000309	0.0010105	0.0000309	0.0010105	0.0000309	0.0010105	2025
	6106	0.0000253	0.000618	0.0000253	0.000618	0.0000253	0.000618	2025
	6109	0.0000759	0.0000629	0.0000759	0.0000629	0.0000759	0.0000629	2025
	6110	0.0000759	0.0000733	0.0000759	0.0000733	0.0000759	0.0000733	2025
	6112	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	0.0000253	0.000000928	2025
	6114	0.0000253	0.000000928	0.00002277	0.000008352	0.0000253	0.000000928	2025
	6115	0.0000253	0.000000928	0.00002277	0.000008352	0.0000253	0.000000928	2025
	6116	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025
	6118	0.00001399	0.000441176	0.00001399	0.000441176	0.00001399	0.000441176	2025
	6120	0.000010557	0.00033291	0.000010557	0.00033291	0.000010557	0.00033291	2025
	6121	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025
	6122	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025
	6123	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025
	6124	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Подземный ремонт скважин	6125	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6126	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6127	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6128	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6129	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6130	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6131	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6132	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6133	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	0.00000686	0.00022441	2025	
	6201	0.0000578	0.0000553	0.0000578	0.0000553	0.0000578	0.0000553	2025	
Всего по загрязняющему веществу:	6202	0.000000457	0.000002397	0.000000457	0.000002397	0.000000457	0.000002397	2025	
		0.001607234	0.049950971	0.001414047	0.0406876754	0.001607234	0.049950971	2025	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Подземный ремонт скважин	месторождение Камыскуль Южный	0003	0.1432	2.23	0.007624	0.11976	0.1432	2.23	2025
		0004	0.153	3.53	0.12056	0.9376	0.153	3.53	2025
		0005	0.27	4.355	0.2128	2.408	0.27	4.355	2025
		0006	0.0882	0.3	0.07056	0.024	0.0882	0.3	2025
		0007	0.9479	0.2497	0.9479	0.2497	0.9479	0.2497	2025
		0008	0.17222222	1.3	0.1377777778	0.2496	0.17222222	1.3	2025
		0009	0.34444444	6.24	0.34444444	6.24	0.34444444	6.24	2025
		0010	0.17222222	3.952	0.17222222	3.952	0.17222222	3.952	2025
		0201	0.291055556	3.536	0.291055556	3.536	0.291055556	3.536	2025
		0202	0.266944444	3.38	0.266944444	3.38	0.266944444	3.38	2025
Всего по загрязняющему веществу:	0203	0.303111111	1.5496	0.303111111	1.5496	0.303111111	1.5496	2025	
		3.152299999	30.6223	2.87499955478	22.64626	3.152299999	30.6223	2025	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Всего по загрязняющему веществу:	месторождение Камыскуль Южный	6074	0.000111	0.00012	0.000111	0.00012	0.000111	0.00012	2025
			0.000111	0.00012	0.000111	0.00012	0.000111	0.00012	2025
(0402) Бутан (99) Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и									
Всего по загрязняющему веществу:	месторождение Камыскуль Южный	6001	0.002933	0.0927895	0.0026397	0.08351055	0.002933	0.0927895	2025
		6002	0.002933	0.0927895	0.0026397	0.08351055	0.002933	0.0927895	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Всего по загрязняющему веществу:		0.005866	0.185579	0.0052794	0.1670211	0.005866	0.185579	2025
(0403) Гексан (135)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6001	0.00098	0.0309968	0.000882	0.02789712	0.00098	0.0309968	2025
Камыскуль Южный	6002	0.00098	0.0309968	0.000882	0.02789712	0.00098	0.0309968	2025
Всего по		0.00196	0.0619936	0.001764	0.05579424	0.00196	0.0619936	2025
загрязняющему веществу:								
(0405) Пентан (450)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6001	0.000782	0.0247373	0.0007038	0.02226357	0.000782	0.0247373	2025
Камыскуль Южный	6002	0.000782	0.0247373	0.0007038	0.02226357	0.000782	0.0247373	2025
	6003	0.000173	0.005664	0.0003051	0.00987066	0.000173	0.005664	2025
	6054	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	2025
	6055	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	2025
	6056	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	2025
	6057	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	0.00002038	0.00066574	2025
	6089	0.0002094	0.0066552	0.0002094	0.0066552	0.0002094	0.0066552	2025
	6090	0.0002094	0.0066552	0.0002094	0.0066552	0.0002094	0.0066552	2025
	6097	0.00003055	0.0009991	0.00003055	0.0009991	0.00003055	0.0009991	2025
	6116	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6118	0.000013833	0.000436237	0.000013833	0.000436237	0.000013833	0.000436237	2025
	6120	0.000010438	0.000329184	0.000010438	0.000329184	0.000010438	0.000329184	2025
	6121	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6122	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6123	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6124	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6125	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6126	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6127	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6128	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6129	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6130	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6131	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6132	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
	6133	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	0.00000678	0.00022202	2025
Всего по		0.002387061	0.075984761	0.002362761	0.075243961	0.002387061	0.075984761	2025
загрязняющему веществу:								
(0410) Метан (727*)								
Неорганизованные источники								

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

месторождение Камыскуль Южный	6003	0.000922	0.03019	0.0016263	0.0525825	0.000922	0.03019	2025
	6054	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	2025
	6055	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	2025
	6056	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	2025
	6057	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	0.0001086	0.003546	2025
	6089	0.001115	0.035454	0.001115	0.035454	0.001115	0.035454	2025
	6090	0.001115	0.035454	0.001115	0.035454	0.001115	0.035454	2025
	6097	0.0001628	0.0053224	0.0001628	0.0053224	0.0001628	0.0053224	2025
	6116	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6118	0.00007371	0.0023244	0.00007371	0.0023244	0.00007371	0.0023244	2025
	6120	0.00005562	0.00754	0.00005562	0.00754	0.00005562	0.00754	2025
	6121	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6122	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6123	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6124	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6125	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6126	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6127	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6128	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6129	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6130	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6131	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6132	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
	6133	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	0.00003615	0.0011828	2025
Всего по		0.00438463	0.147028	0.00508893	0.1694205	0.00438463	0.147028	2025
загрязняющему веществу:								
(0412) Изобутан (2-Метилпропан) (279)								
Неорганизованные источники								
месторождение Камыскуль Южный	6001	0.00155	0.049053	0.001395	0.0441477	0.00155	0.049053	2025
	6002	0.00155	0.049053	0.001395	0.0441477	0.00155	0.049053	2025
	6003	0.0002494	0.008165	0.0004401	0.0142245	0.0002494	0.008165	2025
	6054	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	2025
	6055	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	2025
	6056	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	2025
	6057	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	0.0000294	0.0009598	2025
	6089	0.000302	0.0095995	0.000302	0.0095995	0.000302	0.0095995	2025
	6090	0.000302	0.0095995	0.000302	0.0095995	0.000302	0.0095995	2025
	6097	0.00004404	0.001442	0.00004404	0.001442	0.00004404	0.001442	2025
	6116	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6118	0.00001994	0.00062884	0.00001994	0.00062884	0.00001994	0.00062884	2025
	6120	0.000015047	0.000474522	0.000015047	0.000474522	0.000015047	0.000474522	2025
	6121	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6122	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

	6123	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6124	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6125	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6126	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6127	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6128	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6129	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6130	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6131	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6132	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
	6133	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	0.00000978	0.00031997	2025
Всего по		0.004286947	0.136334142	0.004167647	0.132583042	0.004286947	0.136334142	2025
загрязняющему								
веществу:								
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Неорганизованные источники								
месторождение	6003	0.00414	0.13549	0.007299	0.23616	0.00414	0.13549	2025
Камыскуль Южный								
	6054	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	2025
	6055	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	2025
	6056	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	2025
	6057	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	0.000487	0.015904	2025
	6058	0.0917	5.6	0.0917	5.6	0.0917	5.6	2025
	6064	0.0917	5.6	0.0917	5.6	0.0917	5.6	2025
	6065	0.0917	5.6	0.0004383	0.0143136	0.0917	5.6	2025
	6066	0.0917	5.6	0.0917	5.6	0.0917	5.6	2025
	6067	0.0917	4.435	0.0917	4.435	0.0917	4.435	2025
	6089	0.00501	0.159318	0.08253	0.0684	0.00501	0.159318	2025
	6090	0.00501	0.159318	0.08253	0.07965	0.00501	0.159318	2025
	6091	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	2025
	6092	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	2025
	6093	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	2025
	6097	0.000731	0.023914	0.000731	0.023914	0.000731	0.023914	2025
	6106	0.0306	0.746	0.0306	0.746	0.0306	0.746	2025
	6109	0.0917	0.076	0.0917	0.076	0.0917	0.076	2025
	6110	0.0917	0.0885	0.0917	0.0885	0.0917	0.0885	2025
	6112	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	0.0306	0.00112	2025
	6114	0.0306	0.00112	0.02754	0.001008	0.0306	0.00112	2025
	6115	0.0306	0.00112	0.02754	0.001008	0.0306	0.00112	2025
	6116	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6118	0.0003309	0.0104351	0.0003309	0.0104351	0.0003309	0.0104351	2025
	6120	0.0002497	0.0078743	0.0002497	0.0078743	0.0002497	0.0078743	2025
	6121	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6122	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6123	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6124	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

	6125	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6126	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6127	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6128	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6129	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6130	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6131	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
Подземный ремонт скважин	6132	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6133	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	0.0001623	0.005312	2025
	6201	0.0699	0.0668	0.0699	0.0668	0.0699	0.0668	2025
	Всего по загрязняющему веществу:	0.9456918	28.4533534	1.0065091	22.797527	0.9456918	28.4533534	2025
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Неорганизованные источники								
Подземный ремонт скважин	6058	0.0339	2.07	0.0339	2.07	0.0339	2.07	2025
	6064	0.0339	2.07	0.0339	2.07	0.0339	2.07	2025
	6065	0.0339	2.07	0.0339	2.07	0.0339	2.07	2025
	6066	0.0339	2.07	0.0339	2.07	0.0339	2.07	2025
	6067	0.0339	1.64	0.0339	1.64	0.0339	1.64	2025
	6091	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	2025
	6092	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	2025
	6093	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	2025
	6106	0.0113	0.276	0.0113	0.276	0.0113	0.276	2025
	6109	0.0339	0.0281	0.0339	0.0281	0.0339	0.0281	2025
	6110	0.0339	0.03275	0.0339	0.03275	0.0339	0.03275	2025
	6112	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	0.0113	0.000414	2025
	6114	0.0113	0.000414	0.01017	0.0003726	0.0113	0.000414	2025
	6115	0.0113	0.000414	0.01017	0.0003726	0.0113	0.000414	2025
	6201	0.02584	0.0247	0.02584	0.0247	0.02584	0.0247	2025
	Всего по загрязняющему веществу:	0.34224	10.284034	0.33998	10.2839512	0.34224	10.284034	2025
(0602) Бензол (64)								
Неорганизованные источники								
Подземный ремонт скважин	6058	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	2025
	6064	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	2025
	6065	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	2025
	6066	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	0.000443	0.02706	2025
	6067	0.000443	0.0214	0.000443	0.0214	0.000443	0.0214	2025

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Подземный ремонт скважин	6091	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	2025
	6092	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	2025
	6093	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	0.0001477	0.00000541	2025
	6106	0.0001477	0.003605	0.0001477	0.003605	0.0001477	0.003605	2025
	6109	0.000443	0.000367	0.000443	0.000367	0.000443	0.000367	2025
	6110	0.000443	0.00428	0.000443	0.00428	0.000443	0.00428	2025
	6112	0.0001477	0.0000054	0.0001477	0.0000054	0.0001477	0.0000054	2025
	6114	0.0001477	0.00000541	0.00013293	0.000004869	0.0001477	0.00000541	2025
	6115	0.0001477	0.00000541	0.00013293	0.000004869	0.0001477	0.00000541	2025
	6201	0.0003374	0.000323	0.0003374	0.000323	0.0003374	0.000323	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.0044723	0.13824745	0.00444276	0.138246368	0.0044723	0.13824745	2025
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Неорганизованные источники								
месторождение Камыскуль Южный	6058	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	2025
	6064	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	2025
	6065	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	2025
	6066	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	0.0001392	0.0085	2025
	6067	0.0001392	0.00673	0.0001392	0.00673	0.0001392	0.00673	2025
	6091	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	2025
	6092	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	2025
	6093	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	2025
	6106	0.0000464	0.001133	0.0000464	0.001133	0.0000464	0.001133	2025
	6109	0.0001392	0.0001153	0.0001392	0.0001153	0.0001392	0.0001153	2025
	6110	0.0001392	0.0001344	0.0001392	0.0001344	0.0001392	0.0001344	2025
	6112	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	0.0000464	0.0000017	2025
	6114	0.0000464	0.0000017	0.00004176	0.00000153	0.0000464	0.0000017	2025
	6115	0.0000464	0.0000017	0.00004176	0.00000153	0.0000464	0.0000017	2025
Подземный ремонт скважин	6201	0.000106	0.0001014	0.000106	0.0001014	0.000106	0.0001014	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.0014052	0.0422243	0.00139592	0.04222396	0.0014052	0.0422243	2025
(0621) Метилбензол (349)								
Неорганизованные источники								
месторождение Камыскуль Южный	6058	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	2025
	6064	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	2025
	6065	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	2025
	6066	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	0.0002783	0.017	2025
	6067	0.0002783	0.01346	0.0002783	0.01346	0.0002783	0.01346	2025
	6091	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	2025
	6092	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	2025

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Подземный ремонт скважин	6093	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	2025
	6106	0.0000928	0.002266	0.0000928	0.002266	0.0000928	0.002266	2025
	6109	0.0002783	0.0002306	0.0002783	0.0002306	0.0002783	0.0002306	2025
	6110	0.0002783	0.000269	0.0002783	0.000269	0.0002783	0.000269	2025
	6112	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	0.0000928	0.0000034	2025
	6114	0.0000928	0.0000034	0.00008352	0.00000306	0.0000928	0.0000034	2025
	6115	0.0000928	0.0000034	0.00008352	0.00000306	0.0000928	0.0000034	2025
	6201	0.000212	0.000203	0.000212	0.000203	0.000212	0.000203	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.0028097	0.084449	0.00279114	0.08444832	0.0028097	0.084449	2025
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Камыскуль Южный	0006	0.000000159	0.00000055	0.0000001274	0.000000044	0.000000159	0.00000055	2025
Подземный ремонт скважин	0007	0.00000023	0.00000006	0.00000023	0.00000006	0.00000023	0.00000006	2025
	0008	0.000000333	0.00000275	0.0000026666	0.000000528	0.000000333	0.00000275	2025
	0009	0.000000667	0.0000132	0.000000667	0.0000132	0.000000667	0.0000132	2025
	0010	0.000000333	0.00000836	0.000000333	0.00000836	0.000000333	0.00000836	2025
	0201	0.000000563	0.00000748	0.000000563	0.00000748	0.000000563	0.00000748	2025
Всего по загрязняющему веществу:	0202	0.000000517	0.00000715	0.000000517	0.00000715	0.000000517	0.00000715	2025
	0203	0.000000587	0.000003278	0.000000587	0.000003278	0.000000587	0.000003278	2025
		0.000003389	0.000042828	0.00000329106	0.0000401	0.000003389	0.000042828	2025
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение Камыскуль Южный	0006	0.0018375	0.006	0.00147	0.00048	0.0018375	0.006	2025
Подземный ремонт скважин	0007	0.0077	0.002	0.0077	0.002	0.0077	0.002	2025
	0008	0.003333333	0.025	0.0026666666	0.0048	0.003333333	0.025	2025
	0009	0.006666667	0.12	0.006666667	0.12	0.006666667	0.12	2025
	0010	0.003333333	0.076	0.003333333	0.076	0.003333333	0.076	2025
	0201	0.005633333	0.068	0.005633333	0.068	0.005633333	0.068	2025
Всего по загрязняющему веществу:	0202	0.005166667	0.065	0.005166667	0.065	0.005166667	0.065	2025
	0203	0.005866667	0.0298	0.005866667	0.0298	0.005866667	0.0298	2025
		0.0395375	0.3918	0.0385033366	0.36608	0.0395375	0.3918	2025
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение	0006	0.0441	0.15	0.03528	0.012	0.0441	0.15	2025

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Эмбаведьойл»

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Камыскуль Южный	0007	0.104	0.02691	0.104	0.02691	0.104	0.02691	2025
	0008	0.080555556	0.6	0.06444444445	0.1152	0.080555556	0.6	2025
	0009	0.161111111	2.88	0.161111111	2.88	0.161111111	2.88	2025
	0010	0.080555556	1.824	0.080555556	1.824	0.080555556	1.824	2025
Подземный ремонт скважин	0201	0.136138889	1.632	0.136138889	1.632	0.136138889	1.632	2025
	0202	0.124861111	1.56	0.124861111	1.56	0.124861111	1.56	2025
	0203	0.141777778	0.7152	0.141777778	0.7152	0.141777778	0.7152	2025
Не организованные источники								
месторождение	6068	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
Камыскуль Южный								
	6069	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
	6070	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
	6071	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
	6072	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
	6073	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	0.000163	0.00475	2025
	6076	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2025
	6078	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2025
	6079	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2025
	6080	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	0.00555	0.1752	2025
	6081	0.0278	0.876	0.0278	0.876	0.0278	0.876	2025
	6086	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2025
	6087	0.000575	0.000685	0.000575	0.000685	0.000575	0.000685	2025
	6088	0.000575	0.000685	0.000575	0.000685	0.000575	0.000685	2025
	6111	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	0.00556	0.1752	2025
Подземный ремонт скважин	6202	0.000163	0.000854	0.000163	0.000854	0.000163	0.000854	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.936521001	11.346034	0.91158988945	10.723234	0.936521001	11.346034	2025
(2904) Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
месторождение	0004	0.00262	0.0604	0.00262	0.0604	0.00262	0.0604	2025
Камыскуль Южный	0005	0.00463	0.0746	0.00463	0.0746	0.00463	0.0746	2025
Всего по загрязняющему веществу:		0.00725	0.135	0.00725	0.135	0.00725	0.135	2025
Всего по объекту:		10.36678211	210.0320155	10.36678211	210.0320155	10.36678211	210.0320155	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		8.983083639	168.411492876	8.983083639	168.411492876	8.983083639	168.411492876	
Итого по неорганизованным источникам:		1.383698472	41.620522624	1.383698472	41.620522624	1.383698472	41.620522624	

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**Передвижные источники загрязнения
ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ**

Код	Примесь	Выбросы/с	Выбросы/год
0301	Азота(IV)диоксид(4)	0.0020632	0.0033723
0304	Азот(II)оксид(6)	0.00033545	0.00122296
0328	Углерод(593)	0.00022944	0.00019174
0330	Серадиоксид(526)	0.00060534	0.00052928
0337	Углеродоксид(594)	0.041878	0.037569
2704	Бензин(нефтяной, малосернистый)/впересчет на углерод/(60)	0.000978	0.000741
2732	Керосин(660*)	0.00428	0.002903

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов от передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

Согласно статьи 208 Экологического кодекса РК, экологические требования по охране атмосферного воздуха при производстве и эксплуатации транспортных и иных передвижных средств:

1. Запрещается производство в Республике Казахстан транспортных и иных передвижных средств, содержание загрязняющих веществ в выбросах которых не соответствует требованиям технического регламента Евразийского экономического союза.

2. Транспортные и иные передвижные средства, выбросы которых оказывают негативное воздействие на атмосферный воздух, подлежат регулярной проверке (техническому осмотру) на предмет их соответствия требованиям технического регламента Евразийского экономического союза в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан.

3. Правительство Республики Казахстан, центральные исполнительные органы и местные исполнительные органы в пределах своей компетенции обязаны осуществлять меры, направленные на стимулирование сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от транспортных и иных передвижных средств.

4. Местные представительные органы областей, городов республиканского значения, столицы в случае выявления по результатам государственного экологического мониторинга регулярного превышения в течение трех последовательных лет нормативов качества атмосферного воздуха на территориях соответствующих административно-территориальных единиц вправе путем принятия соответствующих нормативных правовых актов в пределах своей компетенции по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды вводить ограничения на въезд транспортных и иных передвижных средств или их отдельных видов в населенные пункты или отдельные зоны в пределах населенных пунктов, на территории мест отдыха и туризма, особо охраняемые природные территории, а также регулировать передвижение в их пределах транспортных и иных передвижных средств в целях снижения антропогенной нагрузки на атмосферный воздух.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики

и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими действующими методиками:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;

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

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

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

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, при отсутствующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

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» Приложение №12 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014г. №221-ө.

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.

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

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

Результаты расчета рассеивания показали, что наибольшие максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, создаваемые источниками загрязнения достигаются по углероду (саже), группе суммации диоксида азота, оксид углерода,

гексана и формальдегида.

На период эксплуатации

При установленном размере СЗЗ в 500 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ не по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ в Приложении проекта приведены карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций и перечень источников, дающих наибольшие вклады.

Сводная таблица результатов расчетов на период эксплуатации

Код	SB	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммарной	РП	СЗЗ	ЖЗ	ЖТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Кол-во ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м ³	Класс опасности
0123		Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) / в пересчете на железо/ (274)	0.078700	0.000361	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.4000000*	3
0143		Марганец и его соединения / в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.349827	0.001603	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0100000	2
0301		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	4.985621	0.173182	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.2000000	2
0304		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.167133	0.011803	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.4000000	3
0328		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.512540	0.007352	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0.1500000	3
0330		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3.334697	0.313856	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.5000000	3
0333		Сероуглерод (Дигидросульфид) (518)	0.468526	0.008426	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.0080000	2
0337		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3.002012	0.027012	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	5.0000000	4
0342		Фтористые газообразные соединения / в пересчете на фтор/ (617)	0.061319	0.000603	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0200000	2
0402		Бутан (99)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	200.0000000	4
0403		Гексан (135)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	60.0000000	4
0405		Пентан (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	100.0000000	4
0410		Метан (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	50.0000000	-
0412		Изобутан (2-Метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	15.0000000	4
0415		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.043286	0.000818	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	50.0000000	-
0416		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.026103	0.000455	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	30.0000000	-
0602		Бензол (64)	0.034112	0.000647	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.3000000	2
0616		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.016077	0.000305	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.2000000	3
0621		Метилбензол (349)	0.010715	0.000203	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.6000000	3
0703		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.454030	0.002979	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.0000100*	1
1325		Формальдегид (Метаналь) (609)	2.441738	0.022201	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.0500000	2
2754		Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 / в пересчете на C): Растворитель РПК-2650 (10)	1.654161	0.019223	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	1.0000000	4
05		0301 + 0337 + 0403 + 1325	10.42829	0.221539	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8		
07		0301 + 0330	5.903573	0.483669	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6		
37		0333 + 1325	2.441738	0.023703	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	18		
41		0330 + 0342	3.334697	0.313860	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7		
44		0330 + 0333	3.334697	0.314969	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК_г) - только для модели МРК-2014
3. "Сводочка" (*) в графе "ПДК_г(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_г.
4. Значения максимальной из расчетных концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ЖТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДК_г.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

В соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" п.43. «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

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.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовоздушной смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных и годовом отчетах по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках «Программы производственного экологического контроля...», охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

Воздействие на водные объекты

Источниками водоснабжения на месторождении Южный Камыкуль являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая – привозная, бутилированная вода по договору.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (с населенного пункта: г. Кулсары). Вода для питьевых нужд завозится автоцистернами из г.Кулсары, в котором расположен центральный водозабор пресной воды из водовода Кигач-Мангышлак. Водоснабжение

буровых установок водой технического качества и для пожаротушения предусмотрено из г. Кулсары –65 км. Привозная питьевая вода – автоцистернами и бутилированная вода - г. Кулсары –65 км.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчет водопотребления на период строительства 1 скважины

Расчет водопотребление

№ пп	Наименование работ	Кол- во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
			питьев ой	бытовой	Тех. нужд	хозбытов ых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	30	20	25	-	6,0	7,50	13,50
2	Подготовительные работы к бурению	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	25	20	25	407,9	20,0	25,0	452,9
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	20	25	76,9	64,8	81,0	222,7
	Итого от 1-ой скважины:				484,8	91,8	114,8	691,4
	ВСЕГО от 7-ми скважин:				3393,6	642,6	803,6	4839,8

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: 91,8+114,8= 206,6 м³ (1446,2 м³ от 7-мискв.).

В т.ч. воды питьевого качества: 114,8 м³ (803,6 м³ от 7-ми скв.).

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды.

Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины составит: 691,4 м³ (4839,8 м³ от 7-ми скв.).

Таблица 1.8-9. Баланс водопотребления и водоотведения при бурения добывающих скважин

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды				На хозяйст венно – бытовы е нужды	Безвозв ратное потребл ение	Всего	Объем сточной воды повторно используе мой	Произво дственн ые сточные воды	Хозяйст венно – бытовы е сточные воды	При меча ние
		Свежая вода		Оборотна я вода	Повторн о- использ уемая вода							
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	13,50	13,50	7,50	-		6,0		7,50	-	-	6,0	-
Подготовительные работы к бурению	2,25	2,25	1,25	-		1,0		1,25	-	-	1,0	-
Бурение и крепление	452,9	452,9	25,0	-	-	20,0	407,9	25,0	-	-	20,0	-
Испытание в эксплуатационной колонне	222,7	222,7	81,0			64,8	76,9	81,0			64,8	

Итого от 1ой скв.	691,4	691,4	114,8	-	-	91,8	484,8	114,8	-	-	91,8	
ВСЕГО от 7-ми скважин:	4839,8	4839,8	803,6	-	-	642,6	3393,6	803,6	-	-	642,6	-

При вывода скважин из бездействия

Расчет водопотребления

№ пп	Наименование работ	Кол-во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
			питьевой	бытовой	Тех. нужд	питьевых нужд	хозбытовых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	30	20	25	-	1,2	1,5	2,7
2	Монтаж установки КРС	25	20	25	-	2,5	3,13	5,63
3	Работы по реконструкции скважин	25	20	25	334,0	15,0	18,75	367,75
4	Подготовительные работы к испытанию	25	20	25	22,27	1	1,25	24,52
5	Испытание объектов	12	20	25	296,0	64,8	81	145,8
	Итого от 1-ой скважины:				652,27	84,5	105,63	546,4
	ВСЕГО от 6-ти скважин:				3913,62	507,0	633,78	3278,4

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: $84,5 + 105,63 = 190,13$ м³/период. В т.ч. воды питьевого качества: 84,5 м³/период.

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период реконструкции и расконсервации скважин составит: 652,27 м³/период (для 6-ти скважин составит 3913,62 м³).

Таблица 1.8-10. Баланс водопотребления и водоотведения при выводе скважин из бездействия

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды				На хозяйственно – бытовые нужды	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно – бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода							
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	2,7	2,7	1,2	-		2,7		1,2	-	-	1,5	-
Монтаж установки КРС	5,63	5,63	2,5			5,63		2,5	-	-	3,13	-
Работы по реконструкции и скважин	367,75	33,75	15,0	-		33,75	334,0	15,0	-	-	18,75	-
Подготовительные работы к	24,52	2,25	1	-	-	2,25	22,27	1	-	-	1,25	-

испытанию												
Испытание объектов	145,8	145,8	64,8	-	-	145,8	296,0	64,8	-	-	81	
Итого от 1ой скв.	546,4	190,13	84,5	-	-	190,13	652,27	84,5	-	-	105,63	
ВСЕГО от 6-ми скважин:	3278,4	1140,78	507,0	-	-	1140,78	3913,62	507,0	-	-	633,78	-

На период разработки месторождения

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

Расход воды на питьевые нужды составит:

$Q_{\text{сут}} = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 20 \cdot 365 \cdot 0,001 = 182,5 \text{ м}^3/\text{год}$

где q - норма расхода воды на 1 чел. в сутки - 25 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил. 3 п.23)

n - количество задействованного персонала, 80 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 365 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 20 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 20 чел. * 3 бл. = 60 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Время работы составит 365 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} \cdot 60/1000 = 0,24 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = 0,24 \cdot 365 \text{ дн} = 87,6 \text{ м}^3/\text{год}$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} \cdot 60/1000 = 0,72 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = 0,72 \cdot 365 \text{ дн} = 262,8 \text{ м}^3/\text{год}$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 365 \cdot 0,001 = 1460 \text{ м}^3/\text{год}$,

где q - норма расхода воды на 1 душевую - 500 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.21)

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

Расчет расхода воды на прачечную

$Q_{\text{сут}} = 0,058 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = q \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 75 \cdot 40 \cdot 52 \cdot 0,001 = 156 \text{ м}^3/\text{год}$

где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.20.1)

m - масса сух. белья, 40 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

$Q_{\text{сут}} = 0,85 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 1700 \cdot 121 \cdot 0,001 = 102,85 \text{ м}^3/\text{год}$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 121.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$Q_{\text{сут}} = 0,2525 \text{ м}^3/\text{сут}$

$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 505 \cdot 243 \cdot 0,001 = 61,3575 \text{ м}^3/\text{год}$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь уборки, 505м²;

n - количество поливов в год, 243.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования при норме расхода 1 м³/сут

$Q = q \cdot t = 1 \cdot 365 = 365 \text{ м}^3$

Проведенный расчет водопотребления и водоотведения показывает, что при регламентной работе нефтепромыслового оборудования объемы водопользования составят:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Баланс водопотребления и водоотведения в течении календарного года:

- водопотребление – 2778,11 м3/год и/или 7,63 м3/сут;
- водоотведение – 2374,65 м3/год или 6,20 м3/сут;
- безвозвратное потребление – 403,46 м3/год и/или 1,427 м3/сут

Таблица 1.8-11. Баланс водопотребление и водоотведение на период разработки месторождения

№ п/ п	Наименование одопотребителей (цех,участок)	Расход воды на единицу змерения,м³/сут				Годовойрасходводы,тыс.м³/пер				Безвозвратное потребл. ипотери воды		Кол-во выпускаемыхсточных воднаед.изм.,м³/сут			Кол-во выпускаемыхсточных водвгод,тысм³/пер		
		Оборот. повтор. использ .вода	Свежейизисточников			Оборот. повтор. использ .вода	Свежейизисточников					На ед.изме р . м³/сут	Всего тыс. м³/го д	Всег о	Втомчисле		Всег о
			всег о	произв . техн.н ужды	хоз.пи тьев . нужды		всег о	произв . техн.н ужды	хоз.пи тьев . нужды	произв . техн.с токи	хоз.быт овыест оки				произв . техн.с токи	хоз.бы товые .стоки	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Водапитьевая,привозная																
1	Персонал	-	0,500	-	0,500	-	0,183		0,183	0,020	0,007	0,480	-	0,480	0,175	-	0,175
2	Столовая	-	0,960	0,720	0,240	-	0,350	0,263	0,088	0,192	0,070	0,768	-	0,768	0,280	-	0,280
3	Бытовые помещения	-	4,000	4,000	-	-	1,460	1,460	-	0,104	0,038	3,896	-	3,896	1,422	-	1,422
4	Прачечная	-	0,058	0,058	-	-	0,156	0,156	-	-	-	0,058	-	0,058	0,156	-	0,156
5	Мытьеполов	-	0,253	0,253	-	-	0,061	0,061	-	0,051	0,012	0,202	-	0,202	0,049	-	0,049
ИтогоХозбытовые:			5,770	5,030	0,740		2,210	1,940	0,270	0,367	0,128	5,404		5,404	2,083		2,083
	Водатехническогокачества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	1,000	1,000	-	-	0,365	0,365	-	0,200	0,073	0,800	0,800	-	0,292	0,292	-
8	Полив грейд.дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,103	0,103	-	0,850	0,103	-	-	-	-	-	-
ИтогоТехнические:			1,860	1,860			0,568	0,568		1,060	0,276	0,800	0,800		0,292	0,292	
Итого попредприятию:			7,630	6,890	0,740		2,778	2,508	0,270	1,427	0,403	6,204	0,800	5,404	2,375	0,292	2,083

Расчет водопотребления и водоотведения при ликвидации скважин

Для технических нужд

Пылеподавление

Для технической рекультивации территории вокруг скважин (2 скважин) требуется увлажнение верхнего слоя почвы водой (пылеподавление).

Расход воды при пылеподавлении - 0,3 л/м².

15 м – ширина поливки поливочной машины.

Потребное количество поливочных машин = 1 шт.

Суточный расход воды для пылеподавления составит:

$$V_{\text{сут}} = S_{\text{об}} \cdot q \cdot N_{\text{см}} = 1200 \cdot 0,3 \cdot 1 = 360 \text{ л/сут (0,36 м}^3\text{/сут)}$$

Годовой расход воды для пылеподавления составит:

$$V_{\text{год}} = V_{\text{м}^3\text{/сут}} \cdot N_{\text{сут}} = 0,36 \text{ м}^3\text{/сут} \cdot 30 \text{ сут} = 10,8 \text{ м}^3$$

Расход воды, используемой для установки цементных мостов (объем затворения) при ликвидации скважин – 63,6 м³ от общей скважины.

Потребность в воде на хозяйственно-бытовые нужды принята из расчета 25 л/сут на одного работающего.

Хозяйственно-бытовые нужды

$$25 \text{ л/сут} \cdot 30 \text{ чел.} \cdot 30 \text{ суток} = 22500 \text{ л или } 22,5 \text{ м}^3\text{/год.}$$

$$\text{Столовая: } 30 \text{ чел.} \cdot 27 \text{ л} \cdot 30 \text{ сут} = 24300 \text{ л} = 24,3 \text{ м}^3.$$

$$\text{Душевая: } 30 \text{ чел.} \cdot 100 \text{ л} \cdot 30 \text{ сут} = 90000 \text{ л} = 90,0 \text{ м}^3.$$

$$\text{Прачечная: } 0,075 \text{ м}^3 \cdot 30 \text{ чел.} \cdot 127 = 285,75 \text{ м}^3.$$

Время работы прачечной 127 час в год.

Противопожарные нужды – 400 м³/год.

Таблица 1.8-12. Баланс водопотребления и водоотведения

Наименование потребителей	Водопотребление, м ³ /год			Водоотведение, м ³ /год			Безвозвратное потребление	Место отведения стоков
	Всего	На производственные нужды	На хозяйственно-питьевые	всего	Производственные сточные	Хозяйственно-бытовые		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вода для технических нужд	63,6	63,6	-	-	-	-	63,6	Утилизация производственных сточных вод согласно договору со специализированной организацией
Хозяйственно-бытовые нужды	22,5	-	22,5	18,0	-	18,0	4,5	Утилизация сточных вод согласно договору со специализированной организацией
Столовая (приготовление пищи и мойка)	24,3	-	24,3	19,44	-	19,44	4,86	
Пылеподавление	10,8	10,8	-	-	-	-	10,8	
Прачечная	285,75	-	285,75	228,6	-	228,6	57,15	
Душевая	90,0	-	90,0	72,0	-	72,0	18,0	
Пожаротушение *	400	-	-	-	-	-	400	
Итого	896,95	74,4	422,55	338,04	-	338,04	558,91	

Водоотведение.

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- хозяйственно-бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики (объемом 30 м³), оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам специальным автотранспортом по договору специализированными организациями. Вывозить на очистные сооружения сточные воды планируется с помощью специализированного транспорта (ассинмашина).

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды будут вывозиться по договору специализированными организациями (будет составлен договор на вывоз ИП Лиясова Б.Ж. или аналог).

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² 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, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Южный Камыскуль присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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.

Мониторинговые наблюдения за качеством водных ресурсов на месторождении необходимо проводить контроль 1 раз в год (3 квартал) в соответствии с «Программой производственного экологического контроля....».

При проведении мониторинговых работ выполнить следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважин и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: нефтепродукты.

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.

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;

- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных [Кодексом](#) Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления месторождений углеводородов.

При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;

9) захоронение пиррофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды

2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные

вещества.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить 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;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения;
- заправка спецтехники будут осуществляться в действующих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефаме ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, мало вероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин 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.

- при газопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей 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 углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- 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.

- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимися полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

- Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от

нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;

- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;

- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, т ранспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о.Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различныхотходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшитьуровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий насостояниеотходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного вработах.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. 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

Отработанные люминесцентные лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Промасленная ветошь образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию.

Пустая тара и использованная тара образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под химреагентов на утилизацию.

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлолом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

Огарки сварочных электродов образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору.

Нефтешлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтешлама.

Отработанные масляные фильтры

Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные воздушные фильтры

Смена воздушных фильтров осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Замена воздушных фильтров у автотранспорта и спецтехники производится в специализированных сервис-центрах, расчет

образования не приводится. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Отходы тары из под ЛКМ

Образуются при использовании лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Отработанные аккумуляторные батареи

В процессе эксплуатации генераторов, спецтехники и автотранспорта выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанный антифриз

В процессе эксплуатации газогенераторов и дизельных электростанций для оптимальной работы охлаждающей системы производится замена охлаждающей жидкости двигателей (антифриз) по результатам визуального осмотра. Замена антифриза от автотранспорта производится в специализированных сервис-центрах. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные картриджи

По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные светодиодные лампы образуются в результате утраты светодиодными лампами потребительских свойств. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Пищевые отходы образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). Собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате не производственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

СИЗ (замазученная). Всем рабочим выдается спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Отходы резинотехнических изделий (замазученные)

Замазученные резинотехнические изделия образуются в процессе ремонта оборудования, в основном насосов для перекачки нефти и представлены подлежащими замене прокладками, сальниками от насосов, резинками клапанов, поршней, ремнями и др. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Применив раздельный сбор бумаги, стекла, пластмассы (пластика) и пищевых отходов от ТБО, соответственно из расчета формирования ТБО высчитываем процентное содержание бумаги, пластмассы (пластика), стекла и пищевых отходов.

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. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, 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.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Промасленная ветошь

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{обр} = M_0 + M + W, \quad \text{т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0$$

$$W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

	M_0	M	W	$M_{обр}, \text{ т}$
на стр. 1 скв	0,105	0,0126	0,0158	0,1334

Отработанные масла

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{обр} = (N_b * N_d) * 0,25, \quad \text{т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, 1,75 т;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, 1,87 т;

Наименование	$N_d, \text{ т}$	$M_{обр}, \text{ т/скв.}$
Отработанные масла	12,55	3,1375

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_p, \quad \text{шт/год,}$$

где: n – количество установленных ламп, шт.

m – масса одной лампы, г.

t – фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k – нормативный срок службы лампы, час

n	T	T_p	$N, \text{ шт}$	$m, \text{ кг}$	$N, \text{ т/скв.}$
90	6600	15000	39,6	0,2	0,0079

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
5257	186	10	0,2826

Тара из-под химреагентов

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх.} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	Мотх, т/скв.
2570	0,0001	0,257

Расчет объемов отходов бурения произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-ө.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_{\Pi} = n * K_{\kappa} * R^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{\text{БШ}} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{\text{обр}} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\text{ц}}$$

1,052 Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{ОБР}}$$

№п/п	Наименование	Ед.изм	Интервалы бурения							
			0- 40	40 700	700 1800					
1	Диаметр скважины, D	м	0,4445	0,3111	0,2159					
	Радиус скважины, R	м	0,222	0,156	0,108					
	Радиус скважины, D2	м	0,0494	0,0242	0,0117					
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	40	660	1100					
3	Коэффициент кавернозности, K _κ		1,4	1,8	1,8					
4	Объем интервала скважины	м ³	8,69	90,26	72,45					
5			3,14	3,14	3,14					
6	Коэффициент разуплотнение породы, K _Р		1,4							
7	Объем циркуляционной системы БУ	м ³	160							
Итого объем всей скважины, V _п		м ³	171,4							

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Объем бурового шлама	м ³	240,0
Объем отработанного раствора, V _{ОБР}	м ³	332,4
Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}	м ³	664,9
Суммарный объем отходов бурения	м ³	1 237,2
Объем экологической емкости	м ³	1 361,0

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов сточных вод при строительстве скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой раствор, применяемый при бурении скважин, готовится в блоках приготовления бурового раствора, хранится в металлических емкостях.

Расчетный объем ОБР на скважину 1800 м равен **332,4 м³**.

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80 % мелкодисперсных примесей, которые обеспечивают высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчетный объем буровых сточных вод на одну скважину составит:

$$V_{БСВ} = 2 \times 332,4 = \mathbf{664,9 \text{ м}^3}.$$

Количество отработанных буровых сточных вод

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$$Q = V_{БСВ} \cdot \rho_{БСВ}$$

V_{БСВ} – объем буровых сточных вод, м³;

$\rho_{БСВ}$ – удельный вес буровых сточных вод, 1,05 т/м³;

$$Q = 664,9 \times 1,05 = \mathbf{698,1 \text{ т/период}}.$$

Весь объем образующихся производственных сточных вод за весь период по системе канализационных стоков будет направляться в резервуар сбора буровых сточных вод, затем в систему очистки. Условно чистая техническая вода может использоваться на текущие технологические нужды.

Очистка производственных сточных вод будет осуществляться по мере их образования и сбора. Часть воды, потребляемой на производственно-технологические нужды, будет потеряна безвозвратно (фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы, приготовление тампонажного раствора и т.д.). При этом, безвозвратные потери воды в блоке очистки, по опыту водопользования при строительстве скважин, составят 5 %.

Наименование отхода бурения	Плотность т/м ³	Для скважины	
		м ³	тонн
Буровой шлам	2,7	240	648
Отработанный буровой раствор	2,1	332,4	698,04
Итого отходы бурения			1346,04
Буровые сточные воды	1,05	664,9	698,1
Итого сточная вода			698,1

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = M \cdot \alpha, \text{ т/год}$$

где: M – фактический расход электродов, 0,25 т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

M	α	M _{обр} , т/скв.
0,25	0,015	0,00375

Твердые бытовые отходы

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год. Твердые бытовые

отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договора со специализированной организацией.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит: $V_{сут} = 360/365 = 0,986$ кг/сутки.

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

Где: n – ориентировочное количество человек, $n=40$.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 322 дней;

$$M = 0,986 \times 322 \times 40 = 12699,68 \text{ кг или } 12,7 \text{ тонн.}$$

Наименование	n	M , т/скв.
ТБО	40	12,7

Металлолом

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Объем образования составит.

$M_{обр}$, т
2,0

Таблица 1.9.2-1. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы
	От 1-ой скважины
Промасленная ветошь 150202*	0,1334
Отработанные масла 130208*	3,1375
Отработанные ртутьсодержащие лампы 200121*	0,0079
Емкости из под масла 150110*	0,2826
Тара из-под химреагентов 150110*	0,257
Буровой шлам 010506*	648,0
Отработанный буровой раствор 010506*	698,04
Огарки сварочных электродов 120113	0,00375
Твердо-бытовые отходы 200301	12,7
Металлолом 170407	2,0
Итого от 1-ой скважины	1364,56215
Всего от 7-ми скважин:	9551,93505

Таблица 1.9.2-2. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении добывающих скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2026 год (бурение скважин №101,102)		
Всего	-	2729,1243
в том числе:		
отходов производства	-	2703,7243
отходов потребления	-	25,4
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	6,275
Буровой шлам		1296
ОБР		1396,08
Промасленная ветошь	-	0,2668
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,514
Отработанные люминесцентные лампы		0,0158

Емкость из под масло		0,5652
Неопасные отходы		
ТБО	-	25,4
Металлолом	-	4,0
Огарки использованных электродов	-	0,0075
Зеркальные отходы		
-	-	-
На 2027 год (бурение скважин №103,104)		
Всего	-	2729,1243
в том числе:		
отходов производства	-	2703,7243
отходов потребления	-	25,4
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	6,275
Буровой шлам		1296
ОБР		1396,08
Промасленная ветошь	-	0,2668
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,514
Отработанные люминесцентные лампы		0,0158
Емкость из под масло		0,5652
Неопасные отходы		
ТБО	-	25,4
Металлолом	-	4,0
Огарки использованных электродов	-	0,0075
Зеркальные отходы		
-	-	-
На 2028 год (бурение скважин №106,107)		
Всего	-	2729,1243
в том числе:		
отходов производства	-	2703,7243
отходов потребления	-	25,4
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	6,275
Буровой шлам		1296
ОБР		1396,08
Промасленная ветошь	-	0,2668
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,514
Отработанные люминесцентные лампы		0,0158
Емкость из под масло		0,5652
Неопасные отходы		
ТБО	-	25,4
Металлолом	-	4,0
Огарки использованных электродов	-	0,0075
Зеркальные отходы		
-	-	-
На 2029 год (бурение скважин №105)		
Всего	-	1364,56215
в том числе:		
отходов производства	-	1351,86215
отходов потребления	-	12,7
Опасные отходы		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Отработанные масла	-	3,1375
Буровой шлам		648
ОБР		698,04
Промасленная ветошь	-	0,1334
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,257
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		0,2826
Неопасные отходы		
ТБО	-	12,7
Металлолом	-	2,0
Огарки использованных электродов	-	0,00375
Зеркальные отходы		
-	-	-

ПРИ ВЫВОДА СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ

Промасленная ветошь

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{обр} = M_0 + M + W, \quad \text{т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0 \quad W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

	M_0	M	W	$M_{обр}, \text{ т}$
на стр. 1 скв	0,105	0,0126	0,0158	0,035

Отработанные масла

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Количество отработанных масел при работе дизельгенераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N - количество отработанного моторного масла, 8,32 т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 8,32 * 0,75 = 6,24 \text{ т/скв.}$$

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, т/1скв.</i>
130208*	Отработанные моторные масла	6,24

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу МООС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_p, \quad \text{шт/год,}$$

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k - нормативный срок службы лампы, час

	n	T	T_p	N , шт	m , кг	$M_{обр}, \text{ т}$
--	-----	-----	-------	----------	----------	----------------------

на стр. 1 скв	90	8880	15000	53,28	0,2	0,0079
---------------	----	------	-------	-------	-----	--------

Емкость бочки из-под масла

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

	Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т
на стр. 1 скв	38800	186	10	0,2473

Тара из-под химреагентов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх.} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

	N, шт	m, т	Мотх, т
на стр. 1 скв	2250	0,0001	0,225

Расчет отходов бурения

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин									
$V_n = n * K_k * R^2 * L$									
2. Объем бурового шлама									
$V_{бш} = K_p * V_n$									
3. Объем отработанного бурового раствора									
$V_{обр} = K_p * V_n * K + 0,5 * V_{ц}$									
1,052	Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибростите, пескоотделителе и илоотделителе								
4. Объем буровых сточных вод									
$V_{бсв} = 0,25 * V_{обр}$									

№п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения						
			0 700						
1	Диаметр скважины, D	м	0,1502						
	Радиус скважины, R	м	0,075						
	Радиус скважины, R2	м	0,0056						
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	700						
3	Коэффициент кавернозности, Kк		1						
4	Объем интервала скважины	м³	12,397						
5			3,14						
6	Коэффициент разуплотнение породы, Kp		1,0						
7	Объем циркуляционной системы БУ	м³	60						
	Итого объем всей скважины, Vп	м³	12,40						
	Объем бурового шлама	м³	12,40						
	Объем отработанного раствора, Vобр	м³	33,26						
	Объем буровых сточных вод, Vбсв	м³	8,32						

2. Объем отходов бурения на одну скважину:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{шл} = V_n \times 1,2;$$

где $K_1 = 1,2$ - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

- 2.2. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{ОБР} = 1,2 \times K_2 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется (на 0,25).

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы буровой установки.

- 2.3. Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{БСВ} = 0,25 \times V_{ОБР};$$

Объем образования бурового шлама $12,4 \text{ м}^3 \times 2,7 \text{ т/м}^3 = 33,48 \text{ тонн/скв.}$

ОБР в объеме $33,26 \text{ м}^3 \times 1,24 \text{ т/м}^3 = 41,2424 \text{ тонн/скв.}$

Количество отработанных буровых сточных вод

Количество отработанных буровых сточных вод определяется по формуле:

$$Q = V_{БСВ} \times \rho_{БСВ}$$

$V_{БСВ}$ - объем буровых сточных вод, м^3 ;

$\rho_{БСВ}$ - удельный вес буровых сточных вод, $1,05 \text{ т/м}^3$;

$$Q = 8,32 \times 1,05 = 8,736 \text{ т/период.}$$

рш - удельный вес бурового шлама

1,75

робр - удельный вес отработанного бурового раствора

1,08

рбсв - удельный вес бур.сточных вод

1,05

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	т.	33,48
Отработанный буровой раствор	т.	41,2424
Итого отходы бурения	т.	74,7224
Буровые сточные воды	м ³	8,32
Итого сточная вода	т.	8,736

Огарки сварочных электродов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{огр} = M \times \alpha, \text{ т/год}$$

где: M - фактический расход электродов, 0,12 т

α - доля электрода в остатке, равна 0,015

	M	α	$M_{огр}, \text{ т}$
на стр. 1 скв	0,12	0,015	0,0018

Твердые бытовые отходы

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{огр} = n \times k \times \rho \times t / 365, \text{ т/пер},$$

где: n - численность работников;

k - коэффициент удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, $0,3 \text{ м}^3/\text{год}$;

ρ - средняя плотность отходов, $0,25 \text{ т/м}^3$.

Общее количество образования ТБО:

п, чел	t, сут	M _{обр} , т
30	305	2,88

Металлолом

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения ремонтных работ. Объем образования составит

	M _{обр} , т
на стр. 1 скв	2

Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн	
	От 1-ой скважины	От 6-ти скважин
Промасленная ветошь	0,035	0,21
Отработанные масла	6,244	37,464
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079	0,0474
Металлические емкости из под масла	0,2473	1,4838
Тара из-под химреагентов	0,225	1,35
Буровой шлам	33,48	200,88
Отработанный буровой раствор	41,2424	247,4544
БСВ	8,736	52,416
Огарки сварочных электродов	0,0018	0,0108
Твердо-бытовые отходы	2,88	17,28
Металлолом	2,0	12,0
Всего:	95,0994	570,5964

Таблица 1.9.2-3. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при вывода скважин из бездействия

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2025 год (скв. №62,64,72,81,87 и ОЦ-7)		
Всего	-	570,5964
в том числе:		
отходов производства	-	
отходов потребления	-	17,28
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	37,464
Буровой шлам		200,88
ОБР		247,4544
БСВ		52,416
Промасленная ветошь	-	0,21
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	1,35
Отработанные люминесцентные лампы		0,0474
Емкость из под масло		
Неопасные отходы		
ТБО	-	17,28
Металлолом	-	12,0
Огарки использованных электродов	-	0,0108
Зеркальные отходы		

-	-	-
---	---	---

ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Расчеты объемов образования отходов

Твердые бытовые отходы (ТБО)

Расчетная методика: РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»

Расчет объема формирования ТБО производится по следующей формуле:

$$M = V_{\text{год}} * n,$$

где **n** – количество человек; по месторождению – 15; количество подрядчиков в год – 5;
V_{год} – 360 кг на 1 чел. в год для месторождения (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для кварталов с неблагоустроенным жилым фондом);

Таким образом, возможное количество формирования ТБО в год ожидается в следующем объеме:

$$M = 360 * 20 = 7200 \text{ кг/год или } 7,2 \text{ т/год}$$

Смет с территории

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Расчет количества (т/год) данного вида отхода выполняется согласно формуле:

$$M = S * 0.005, \text{ т/год},$$

где **S** - площадь убираемых территорий (площадь твердых покрытий, подлежащая уборке - территория вокруг построек, складские помещения и др.), м² (6 м²);

0.005 - нормативное количество смета, т/м².

$$M = 6 * 0.005 = 0,03 \text{ т/год}$$

Т.к. смет с территории сдается в общей массе с твердо-бытовыми отходами, общий объем образования ТБО в год составит:

$$M = 7,2 \text{ т/год} + 0,03 \text{ т/год} = 7,23 \text{ т/год}$$

Согласно морфологическому составу ТБО (Приложение 1 к Методике по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от полигонов твердых бытовых отходов, РК) процентное содержание бумаги, картона составляет – 32%, пищевых отходов – 35%, пластмассы – 4%, стекла – 3%.

В настоящее время отходы ТБО складываются в общей массе.

Применив отдельный сбор бумаги, стекла, пластмассы (пластика) и пищевых отходов от ТБО, соответственно из расчета формирования ТБО высчитываем процентное содержание бумаги, пластмассы (пластика), стекла и пищевых отходов.

ВСЕГО объем образования отходов составит:

$$\text{Бумага, картон: } 7,23 \text{ т/год} * 32/100 = 2,3 \text{ т/год}$$

$$\text{Пищевые отходы: } 7,23 \text{ т/год} * 35/100 = 2,5 \text{ т/год}$$

$$\text{Пластмасса (пластик): } 7,23 \text{ т/год} * 4/100 = 0,28 \text{ т/год}$$

$$\text{Стекло: } 7,23 \text{ т/год} * 3/100 = 0,22 \text{ т/год}$$

$$\text{ИТОГО объем ТБО: } 7,23 \text{ т/год} - 2,3 \text{ т/год} - 2,5 \text{ т/год} - 0,28 \text{ т/год} - 0,22 \text{ т/год} = 1,93 \text{ т/год}$$

Итого	т/год
ТБО	1,93

Огарки сварочных электродов

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования отхода составляет согласно п.2.22 расчетной методики:

$$N = M_{\text{ост}} * a, \text{ т/год},$$

где: **N** – норма образования отхода, т/год

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

М_{ост} – расход электродов, 300 кг/год или 0,3 т/год

а – остаток электрода, **а** = 0,015.

N = $0,3 * 0,015 = 0,0045$ т/год

Итого	т/год
Огарки сварочных электродов	0,0045

Отработанные автошины

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются отработанные (изношенные) автошины. Количество отработанных автомобильных шин определяется согласно п.2.26 расчетной методики по следующей формуле:

М_{отх} = $0,001 * П_{ср} * K * \kappa * M / H$, т/год

где: **κ** – количество шин;

М – масса шин (принимается в зависимости от марки шины); **К** – количество машин;

П_{ср} – среднегодовой пробег машины (тыс.км); **Н** – нормативный пробег для шин (тыс.км).

Расчет образования отработанных автошин

№	Марка машин	Кол-во машин	Кол-во шин на 1 машине	Среднегодовой пробег, тыс.км	Масса шин, кг	Нормативный пробег для шин, тыс.км	Итого вес изношенных шин, т/год
		К	κ	П_{ср}	М	Н	
1	Легковые	2	8	30000	8	40000	0,096
2	Спецтехника	-	-	-	-	-	
	Всего:	2					0,096

Отходы резинотехнических изделий (замазученные)

Замазученные резинотехнические изделия образуются в процессе ремонта оборудования, в основном насосов для перекачки нефти и представлены подлежащими замене прокладками, сальниками от насосов, резинками клапанов, поршней, ремнями и др.

Объем образования резинотехнических изделий принят исходя из возможного фактического объема образования и составляет – 20 кг в год или 0,02 тонн/год.

Итого	т/год
Отходы резинотехнических изделий (замазученные)	0,02

Промасленная ветошь

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей оборудования, в результате эксплуатации и проведения технического обслуживания различного вида оборудования нефтепромысла, а также при проведении капитального ремонта скважин.

Для отреза ткани связь между весом отреза и количеством погонных метров отреза очевидно выражается следующим образом:

метраж = ширина (м) / вес одного погонного метра ткани (кг/м²), где вес

одного погонного метра = плотность (кг/м²) * ширину (м)

плотность ткани - 240 г/м² (или 0,24 кг/м²);

ширина - 120 см или 1,2 м;

Узнаем вес одного погонного метра ткани = $0,24 * 1,2 = 0,288$ кг

Количество метров ткани в год = 1500

Итого вес составит: $0,288 \text{ кг} * 1500 \text{ м} = 432 \text{ кг/год}$ или $0,432 \text{ т/год}$

Состав промасленной ветоши (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет образования промасленной ветоши произведен в соответствии с формулой п. 2.32 расчетной методики:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год},$$

где: M_o – поступающее количество ветоши, т/год, $M_o = 0,432$; M –

норматив содержания в ветоши масел, $M=0,12*M_o$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W=0,15*M_o$; M

$$= 0,12 * 0,432 = 0,0518$$

$$W = 0,15 * 0,432 = 0,0648$$

$$\text{Итого: } N = 0,432 + 0,0518 + 0,0648 = 0,5486 \text{ т/год}$$

Итого	т/год
Промасленная ветошь	0,5486

Отработанные СИЗ (замазученные)

Объем образования отработанных СИЗ принят исходя из возможного фактического объема образования и составляет – 60 кг в год или 0,06 тонн/год.

Итого	т/год
Отработанные СИЗ (замазученные)	0,06

Металлолом (лом черного металла)

Лом образуется при ремонте или замене оборудования из металла (запорная арматура, краны, трубы, насосы, емкости и т.д.). Объем образования принимается по факту 2 тонны

Итого	т/год
Металлолом	2

Отработанные светодиодные лампы

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

Норма образования количества отработанных ламп (N) рассчитывается по формуле пункта 2.43 расчетной методики:

$$N = n * T / T_p, \text{ шт./год}$$

где: N – количество ламп, подлежащих утилизации, шт.

n – количество работающих ламп данного типа, шт. T_p – ресурс времени работы ламп, часов;

T – время работы ламп данного типа в году, ч/год.

Расчет образования отработанных ламп

№	Тип ламп	Количество работающих ламп, шт. n	Вес лампы, тонн	Ресурс времени, часов T_p	Время работы, ч/год T	Количество отработанных ламп	
						шт.	тонн/год

1	Лампы светодиодные LED	36	0,0005	30000	4380	5	0,0025
	Всего:	36				5	0,0025

Отработанные масла

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

Расчет количества отработанного моторного масла (N) при работе генераторов, дизельгенераторов, спецтехники и автотранспорта выполнен с использованием формулы п.2.4 расчетной методики:

$$N = N_d * 0,25,$$

где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе генераторов, спецтехники и транспорта; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м³ (кг/л).

Расчет образования отработанного моторного масла (ДЭС, спецтехника и транспорт)

Тип оборудования	Количество израсходованного моторного масла, л/год (N_d)	Доля потерь масла	Плотность моторного масла, кг/л	Количество отработанного масла, тонн
ДЭС	1000	0,25	0,93	0,2325
Спецтехника и транспорт	-	-	-	-
ИТОГО:	150			0,2325

Отработанные масляные фильтры

Расчетная методика: «Справочные материалы по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления», Москва, 1996г.

Замена масляного фильтра осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Расчет количества отработанных фильтров на предприятии при работе генераторов, дизельгенераторов, спецтехники и автотранспорта за год производится по формуле 19 пункта 6.2.4.3 расчетной методики:

$$Q_{\phi} = \Pi_n / H_n * M_{\phi}, \text{ т/год}$$

где Π_n – время работы оборудования;

H_n – нормативное время двигателей ДЭС и ГПЭС, транспорта и спецтехники для замены фильтра;

M_{ϕ} – масса фильтра в тоннах.

Расчет образования отработанных масляных фильтров

№	Тип автомашины, спецтехники и оборудования	Общее время работы оборудования - мото/час, Π_n	Нормативное время для замены фильтра, мото/часы, H_n	Масса одного фильтра, тонн M_{ϕ}	Объем образования отработанных фильтров, тонн
1	ДЭС	36000	350,0	0,0001	0,01028
2	ГПЭС	-	-	-	-

3	Спецтехника Транспорт	-	-	-	-
	ИТОГО:	36000			0,01028

Отработанные воздушные фильтры

Расчетная методика: ПСТ РК 10-2014. «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Методика расчета нормативов образования и размещения отходов»

Смена воздушных фильтров осуществляется через каждые 10 тыс.км у автотранспорта, 350 мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Замена воздушных фильтров у автотранспорта и спецтехники производится в специализированных сервис-центрах, расчет образования не приводится.

Расчёт количества отработанных фильтров на предприятии при работе генераторов за год производится по формуле 19 пункта 6.2.4.3 расчетной методики:

$$Q_{\phi} = \Pi_{\Pi} / H_{\Pi} * M_{\phi}, \text{ т/год}$$

где Π_{Π} – время работы оборудования;

H_{Π} – нормативное время двигателей оборудования для замены фильтра;

M_{ϕ} – масса фильтра в тоннах.

Расчет образования отработанных воздушных фильтров

№	Тип автомашины, спецтехники и оборудования	Общее время работы оборудования - мото/час, Π_{Π}	Нормативное время для замены фильтра, мото/часы, H_{Π}	Масса одного фильтра, тонн M_{ϕ}	Объем образования отработанных фильтров, тонн
1	ДЭС	36000	350,0	0,0001	0,01028
2	ГПЭС	-	-	-	
3	Спецтехника Транспорт	-	-	-	-
	ИТОГО:	36000			0,01028

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации генераторов, спецтехники и автотранспорта выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку.

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n_i) для группы (i) оборудования, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

$$N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год}$$

Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей

№	Тип автомашины/ спецтехники/ оборудования	Всего аккумуляторов n, шт.	Масса одной батареи, m_i , кг	Норматив зачета, α %	Срок фактич. эксплуатации, τ	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т/год
1	ГПЭС	-	-	-	-	-
2	ДЭС	8	12	100	3	0,0032

3	Легковые	10	12	100	3	0,004
4	Спецтехника и автотранспорт	-	-	-	-	-
	ИТОГО:	18				0,0072

Отработанный антифриз

В процессе эксплуатации газогенераторов и дизельных электростанций для оптимальной работы охлаждающей системы производится замена охлаждающей жидкости двигателей (антифриз) по результатам визуального осмотра. Замена антифриза от автотранспорта производится в специализированных сервис-центрах.

Объем сливаемой жидкости, охлаждающей двигателя (антифриза) в год от ДЭС – 450 л/год.

Средняя плотность антифриза – 1,1 г/см³.

Таким образом, объем формирования антифриза в год, может составить: $40/1000 \cdot 1,1 = 0,044$ тонн

Итого	т/год
Отработанный антифриз	0,044

Нефтешлам

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Формирование нефтешлама происходит при зачистке резервуаров, предназначенных для сбора и хранения нефти.

Объем, образующегося ежегодно нефтешлама при зачистке резервуаров рассчитан согласно п.2.7 расчетной методики по следующей формуле:

$$M = M1 + M2,$$

где **M1** – количество отхода, налипшего на стенках резервуара,

$M1 = K \cdot S$ (S – поверхность налипания, м²; K – коэффициент налипания, кг/м². $K = 1,149 \cdot v^{0,233}$, где v – кинематическая вязкость, сСт (48,4 мм²/с или сСт); $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$, где R – радиус резервуара, м (РГС75 – 1,63); H – высота смоченной поверхности стенки, м (РГС75 – 9,62);

M2 – количество отхода на днище резервуара,

$M2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0,2678$ (H – высота слоя осадка, (0,3 м); **0,68** – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях.

Плотность нефтешлама – 1,7 т/м³. Количество резервуаров – РГС75 – 13. Максимальное количество зачисток в год – 2.

Количество нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров составит: **M1 =**

$$(1,149 \cdot 48,4^{0,233} \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 1,63 \cdot 9,62) \cdot 13 \text{ ед.} = 3633,14 \text{ кг} / 1000 = 3,63 \text{ тонн}$$

$$M2 = (3,14 \cdot 3,26^2 \cdot 0,3 \cdot 1,7 \cdot 0,68) \cdot 20 \text{ ед.} = 71,0 \text{ тонн}$$

Итого, общий, ожидаемый, объем формирования нефтешлама составит:

$$M = (3,63 + 71) \cdot 2 = 149 \text{ т/год}$$

Итого	т/год
Нефтешлам	149

Тара из-под химических реагентов

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Расчет образования отходов выполнен на основании п.2.47 расчетной методики:

$$M = N \cdot m, \text{ т/год}$$

где: **M** – норма образования отходов;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

N – количество тары, шт./год;

m – средняя масса пустой тары, тонн.

M = 26 шт. * 0,015 тонн = 0,39 тонн/год

Итого	m/год
Тара из-под химических реагентов	0,39

Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ)

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Расчет произведен в соответствии с п.2.35 расчетной методики:

$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{ki} \cdot \alpha_i$, т/год, где

M_i - масса i-го вида тары, т/год;

n - число видов тары;

M_{ki} - масса краски в i-ой таре, т/год;

α_i - содержание остатков краски в i-той таре в долях от M_{ki} (0.01-0.05). Итого, ожидается следующий объем образования отхода:

N = 0,001*6 + 0,09*0,05 = 0,0105 тонн

Итого	m/год
Тара из-под ЛКМ	0,0105

Отработанные картриджи

Расчет произведен согласно «Методики расчета объемов образования отходов».

Отходы при эксплуатации офисной техники.

Количество образующихся использованных картриджей (масса) рассчитывается по формуле:

M = m*0,000001*k*n/r, т/год

где: 0,000001 – переводной коэффициент из грамм в тонну; k – количество листов в пачке бумаги (500);

n – количество использованных пачек бумаги, шт. (1500); m – вес использованного картриджа, г (400);

r – ресурс картриджа, листов на одну заправку (1500);

M = 400 * 0,000001 * 500 * 1500/1500 = 0,2 т/год

Итого	m/год
Отработанные картриджи	0,2

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие истощения ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год; n – количество работающих ламп (80 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы – 400 гр.

$N = 80 * 4380 / 15000 = 23,36$ шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год**.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{пх} K_1 = 55,48 * 1,2 = 66,576 \text{ м}^3 \text{ или } 179,75 \text{ т.}$$

где K₁ = 1.2 – коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{п}} + 0,5 \times V_{\text{ц}},$$

где:

K_1 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, $K_1 = 1,2$

K_2 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{\text{обр}}$ – удельный вес отработанного бурового раствора, $1,26 \text{ т/м}^3$

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 66,576 + 0,5 \times 120 = 144,045 \text{ или } 181,5 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{б.с.в.}}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{б.с.в.}} = 0,25 \times V_{\text{о.б.р.}}$$

$$V_{\text{б.с.в.}} = 0,25 \times 144,045 = 36,011 \text{ м}^3 \text{ или } 38,89 \text{ т.}$$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20м³), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Объемы образования отходов

Наименование отхода	Код отхода	Объем образования на 2025-2035г.г., т/год
Опасные отходы		
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	0,0072
Отработанные масла	13 02 06*	0,2325
Промасленная ветошь	15 02 02*	0,5486
СИЗ (замазученная)	15 02 02*	0,06
Отходы резинотехнических изделий (замазученные)	13 08 99*	0,002
Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	0,01028
Отработанный антифриз	16 01 14*	0,044
Нефтьшлам	01 03 05*	168
Тара из-под ЛКМ	08 01 11*	0,0105
Тара из-под химреагентов	15 01 10*	0,39
Отработанные картриджи	16 02 13*	0,2
Отработанные ртутные лампы		0,003
Буровой шлам	010506*	179,75
Отработанный буровой раствор	010506*	181,5
БСВ	010506*	38,89
Неопасные отходы		
Твердые бытовые отходы (ТБО)	20 03 01	1,93
Отработанные светодиодные лампы	20 01 36	0,0025
Металлолом (лом черного металла)	16 01 17	2
Огарки электродов	12 01 13	0,0045
Отработанные автошины	16 01 03	0,096
Отработанные воздушные фильтры	15 02 03	0,01028
Пищевые отходы	20 01 08	2,5
Бумага, картон	20 01 01	2,3

Пластик	20 01 39	0,28
Стекло	20 01 02	0,22
Бракованное электрооборудование		0,1
ВСЕГО		611,09136

Таблица 1.9.2-4. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2025-2035 годы		
Всего	-	611,09136
в том числе:		
отходов производства	-	606,66136
отходов потребления	-	4,43
Опасные отходы		
Отработанные аккумуляторы	-	0,0072
Отработанные масла		0,2325
Промасленная ветошь		0,5486
СИЗ (замазученная)		0,06
Отходы резинотехнических изделий (замазученные)	-	0,002
Отработанные масляные фильтры	-	0,01028
Отработанный антифриз		0,044
Нефтешлам		168
Тара из-под ЛКМ		0,0105
Тара из-под химреагентов		0,39
Отработанные картриджи		0,2
Отработанные ртутные лампы		0,003
Буровой шлам		179,75
Отработанный буровой раствор		181,5
БСВ		38,89
Неопасные отходы		
Твердые бытовые отходы (ТБО)	-	1,93
Отработанные светодиодные лампы	-	0,0025
Металлолом (лом черного металла)	-	2
Огарки электродов		0,0045
Отработанные автошины		0,096
Отработанные воздушные фильтры		0,01028

Пищевые отходы		2,5
Бумага, картон		2,3
Пластик		0,28
Стекло		0,22
Бракованное электрооборудование		0,1
Зеркальные отходы		
-	-	-

ПРИ ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНПромасленная ветошь

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M_0 + M + W, \quad \text{т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0$$

$$W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

	M_0	M	W	$M_{\text{обр}}, \text{т}$
Общий объем	0,001	0,00012	0,00015	0,00127

Отработанные масла

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{\text{обр}} = (N_b * N_d) * 0,25, \quad \text{т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

Наименование	$N_d, \text{т}$	$M_{\text{обр}}, \text{т/скв.}$
Отработанные масла	2,0	0,5

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{т/скв.}$$

где: Q – расход моторного масла, кг;

P – масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m – вес 1 бочки, ($m = 10\text{кг}$).

$Q, \text{кг}$	$P, \text{кг}$	$m, \text{кг}$	$M_{\text{обр}}, \text{т/скв.}$
4600	186	10	0,2473

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M * \alpha, \quad \text{т/год}$$

где: M – фактический расход электродов, 0,1т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

M	α	$M_{\text{обр}}, \text{т/скв.}$
0,2	0,015	0,003

Твердые бытовые отходы

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = n * k * p, \quad \text{т/пер},$$

где: n - численность работников;

k – коэффициент удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, 0,36 м³/год;

p - средняя плотность отходов, 0,25 т/м³.

Общее количество образования ТБО:

п, чел	M _{обр} , т/скв
33	2,9046

Металлолом

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин. Это отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, обрезки труб, арматура и т.д. Объем образования составит.

M _{обр} , т
13,0

Строительные мусор - отходы, образованные в результате проведения демонтажных работ (разбивка бетона) и при проведении рекультивации площадок ликвидируемых скважин. Содержат демонтированные конструкции, остатки бетона, строительных смесей, опалубки, обломки железобетонных изделий, остатки кабельной продукции и проводов и др. По своим физическим и химическим свойствам твердые, инертные, непожароопасны, не растворимы в воде, при хранении химически не активны.

Строительные отходы образуется, где будут сооружаться тумбы и составят 3,0 т/ скважину.

Использованная тара из-под цемента

Процесс, при котором происходит образование отходов: проведение различных технологических работ. Отходами являются металлические емкости (бочки), используются для доставки масла на месторождения и мешки из-под цемента.

1. Расчет массы использованной тары (упаковка из-под цемента)

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх} = m * Q/q, \text{ т/скв.}$$

где:

m – масса мешка, m = 0,0001 т;

q – вес материала в мешке, 50 кг;

Q – потребность в материалах (18,63 т на 1 скважину– цемент, таблица 2.5 ТП).

Цемент используется на 3-х скважинах для строительства тумб.

Масса отходов на 1 скважину составит:

$$M_{отх} = 0,0001 * 18,63 / 0,050 = \mathbf{0,0373 \text{ т.}}$$

Наименование отходов	Образующиеся отходы при ликвидации	
	от 1-ой скважины	От 2-х скважин
Промасленная ветошь 150202*	0,00254	0,00508
Отработанные масла 130208*	0,5	1,0
Емкость из под масла 150110*	0,2473	0,4946
Огарки сварочных электродов 120113	0,003	0,006
Твердо-бытовые отходы 200301	2,9046	5,8092
Металлолом 120101	13	26,0
Использованная тара из-под цемента 150111*	0,0373	0,0746
Строительный мусор 170107	3	6,0
Всего:	19,69474	39,38948

Таблица 1.9.4-5. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при ликвидации скважин №№ 36,55 на 2025 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн
1	2	3
Всего	-	39,38948
в том числе отходов производства	-	33,58028
отходов потребления	-	5,8092
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	-	0,00508
Отработанные масла	-	1,0
Емкость из под масла	-	0,4946
Использованная тара из-под цемента	-	0,0746
Неопасные отходы		
Огарки сварочных электродов	-	0,006
Твердо-бытовые отходы	-	5,8092
Строительный мусор	-	6,0
Металлолом	-	26,0

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Управление отходами-это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств в образуемых отходах, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов,счетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, в торичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на участке, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На участке действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на участке налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Согласно п. 1 ст. 358. ЭК РК управление отходами горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с принципом иерархии.

Согласно статье 329 ЭК РК 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.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- 1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- 2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- 3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Сокращение объемов образования отходов

Сокращение объемов образования отходов предполагает планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества производимых отходов и увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.

Сокращение отходов производства связано с внедрением малоотходных технологий. Так, например, сокращение отходов производства и потребления за рубежом направлено на изменение упаковки (в развитых странах упаковочные материалы составляют до 30 % веса и 50 % объема всех отходов). Предлагается, если это возможно, то действовать по следующим принципам:

- Покупать только то, что действительно необходимо;
- Для сведения к минимуму порчи материальных запасов, использовать правило «первым пришло-первым уйдет»;
- Избегать утечек и разливов;
- Покупать материалы целиком или в многооборотной возвратной таре;
- Использовать всё до конца (например, краска, растворители).

Возможности сокращения объемов отходов ограничены, так как они в основном зависят от производственной деятельности.

Снижение токсичности

Снижение токсичности отходов достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, на менее токсичные.

Повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании

После рассмотрения вариантов по сокращению количества отходов, рассматриваются варианты по повторному использованию отходов за счет регенерации/ утилизации, рециклинга отходов.

Регенерация/утилизация

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.

Переработка отходов с использованием наилучших доступных технологий

После рассмотрения вариантов по сокращению количества, повторному использованию, регенерации/ утилизации отходов изучается возможность их переработки в целях снижения токсичности. Переработка может производиться биохимическим (например, компостирование), термическим (термодесорбция), химическим (осаждение, экстрагирование, нейтрализация) и физическим (фильтрация, центрифугирование) методами.

Компания в ближайшее будущее - на период разработки данной Программы управления отходами – не предусматривает внедрение технологии и установок обезвреживания, переработки и утилизации содержащих отходов.

Показатели мер, направленных на снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления временно будут складироваться на территории предприятия и по мере накопления отходы вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение, часть отходов (отработанное масло) - на собственные нужды. Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках. Постоянный контроль количества отходов, особенно ТБО, и своевременный вывоз на переработку в специализированные предприятия для утилизации захоронения. Твердые бытовые отходы на момент инвентаризации вывозятся по договору на полигон для ТБО в специализированные организации.

Снижение объемов образования и накопления отходов должно осуществляться за счет:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Возможности значительного сокращения объема достигается путем использованием малоотходных или безотходных технологий в строительстве объектов, а также уменьшение образования отходов в источнике посредством проектирования, вариантов материально-технического снабжения и выбора подрядчиков;

- повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме;
- проведения разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, которое является важным моментом в программе мероприятий по их переработке и удалению.

Помимо соображений безопасности, такое разграничение позволяет выявить близкие по характеристикам отходы, которые могут быть объединены для упрощения процессов хранения, очистки, переработки и/или удаления, а также отходы, которые должны оставаться разобщенными.

Если необходимость разобщения несовместимых отходов не будет учтена, то может образоваться такая смесь, которая не будет поддаваться переработке или удалению предпочтительным методом, потребует проведение лабораторных анализов в значительном объеме и приведет к общему удорожанию проводимых мероприятий;

- выбора экологически приемлемого способа удаления отходов.

Часть образующихся отходов, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации передаются сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии, часть – на собственный полигон для буровых отходов.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м 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 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.4. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии.

Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации

материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Таблица 1.9.5-1. Сведения о классификации отходов

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
1	Нефтешлам	05 01 03*	нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульгированном состоянии, вода.
2	Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Железо и его соединения 950000 (95,0%), Триоксид железа 300000 (3,0%), Прочие 200000 (2,0%)
3	Буровой шлам	01 05 06*	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.
4	Отработанный буровой раствор	01 05 06*	органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
6	Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57%
7	Отработанные масла	13 02 06*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
8	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Fe-250 000 мг/кг, Целлюлоза-387 000 мг/кг, Al-173 000 мг/кг Резина- 90 000 мг/кг Масло минеральное 100 000 мг/кг
9	Емкость из под масла	15 01 10*	SiO ₂ -900 000 мг/кг Железо-100 000 мг/кг
10	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы
11	Коммунальные отходы (ТБО) и пищевые отходы	20 03 01, 20 01 08	целлюлоза – 337000 Сг мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Сг мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Сг мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Сг мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Сг мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Сг мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Сг мг/кг 12(4,05%), керамика – 14000 Сг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Сг мг/кг(1,30%), железо металлическое – 4000 Сг мг/кг (0,40%), медь – 2700 Сг мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Сг мг/кг (0,18%), железо (III) оксид – 400 мг/кг (0,04%)
12	Металлолом (лом черного металла)	16 01 17	SiO ₂ -0,15%, Al ₂ O ₃ -0,8%, Fe ₂ O ₃ -96,3%, MgO-1,6%, V ₂ O ₅ -0,045%, Na ₂ O-0,1%, K ₂ O-0,09%, TiO ₂ -0,03%, MnO-0,2%,

			MnO-0,12%, Cu-0,02%, Cr0,01%, Zn0,005%, Co0,008%, Ni0,002%, Mo0,004%
13	Огарки сварочных электродов	12 01 13	SiO ₂ , 1000 мг/кг, MgO 15000, мг/кг, Fe ₂ O ₃ 3903000, мг/кг, щелочные металлы
14	Отработанные автошины	16 01 03	Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%)
15	Отработанные светодиодные лампы	20 01 36	Корпус (АБС-пластик негорючий) – 30; цоколь (никелированная сталь) – 7,5; плафон (поликарбонат, не поддерживающий горение) – 35; печатная плата (стеклотекстолит фольгированный) – 9; светодиод нитрид-галлиевый – 14; стабилизатор (твердотельный радиоэлектронный компонент) – 1,5; припой свинцово-оловянный – 0,5; провод медный – 0,5; винт крепежный стальной – 2.
16	Отработанные картриджи	16 02 13*	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества
17	Медицинские отходы класса «А»	18 01 04	Диоксид кремния (стеклофаза) 50000 (5%) состав, Хлопок, х/б ткань 70000 (7%) состав, Целлюлоза 200000 (20 %) Вата и бинты 300000 (30,0%) состав Медицинские шприцы и системы 380000 (38,0%)
18	Медицинские отходы класса «Б»	18 01 03*	
19	Отработанный антифриз	16 01 14*	Этиленгликоль 530 000 мг/кг Вода-470 000 мг/кг
20	Тара из под ЛКМ	08 01 11*	Уайт-спирит-3%, Железо-95%, триоксид железа-2%
21	Строительный мусор	17 01 07	Железо и его соединения, Целлюлоза Диоксид кремния, Алюминий и его соединения
22	СИЗ (замазученная)	15 02 02*	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
23	Отходы резинотехнических изделий (замазученные)	13 08 99*	каучу -30-60%, сажа 20-35%, масла и пластикафитары 5-15%, оксиды мателлов 1-3 %.
24	Отработанные воздушные фильтры	15 02 03	корпус, 20-40%, фильтрующий элемент 40-60%
25	Бумага, картон	20 01 01	Бумага, картон
26	Пластик	20 01 39	полимерная основа 90-98%, полиэтилен 25-35%, полипропилен 20-30%, полистирол 5-10% и т.д.
27	Стекло	20 01 02	диоксид кремния 65-75%, оксид натрия 12-15%, оксид железа 0,1- 0,5%, оксид калия 0,5 % и т.д.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или

полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;

- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

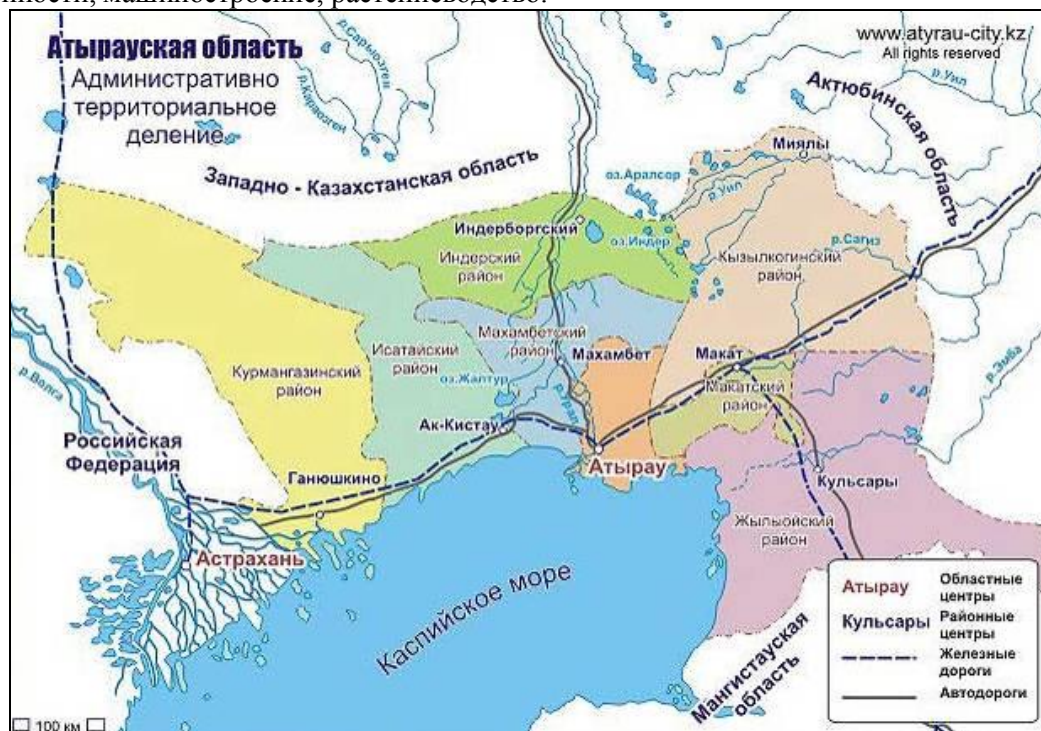
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км². Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 2.1-1.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.



Область подразделена на 7 районов.

Жылыойский район. Районный центр – поселок Кульсары (75,420 тыс. чел.). Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Иnderский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Иnderборский (31,661 тыс. чел.).

Исатайский район. Районный центр – поселок Акистау (25,898 тыс. чел.). Основной вид деятельности – животноводство.

Кзылкогинский район. Районный центр – село Миялы (31,260 тыс. чел.). Основная отрасль – животноводство.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел.). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Макатский район. Районный центр – поселок Макат (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

Социально – экономическое развитие Атырауской области

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2023г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2022г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабрем 2022г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2022г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2022г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2023г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2022г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2022г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2022г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2022г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2021г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2022г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2022г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2022г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и

вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2021г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

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

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

Кульсары - административный центр Жылыойского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккиизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Аққиізтоғай) — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2021г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции – 132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22). Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019). В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

При этом проанализированы следующие параметры: дополнительный объем добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Камыскуль Южный проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Методическими указаниями по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018 г. и «Методикой классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов» от 04 февраля 2023г.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

1 вариант. Бурение нефтяных скважины не планируется, разработка месторождения предусмотрена существующими добывающими скважинами и выводом из бездействия 6 скважин.

2 вариант. Планируется бурение 3 эксплуатационных скважин и выводом из бездействия 6 скважин.

3 вариант. Планируется бурение 7 эксплуатационных скважин, бурение 3 оценочных скважин и выводом из бездействия 6 скважин.

Технико-экономический анализ в настоящей работе проводился на основании основных правил экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов и соответствует требованиям международной практики оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемую в виде соотношения между доходами и расходами предприятия. В настоящей работе были использованы следующие основные принципы и подходы оценки экономической эффективности проекта, применяемые в общепринятой мировой практике:

- моделирование потоков объемов продукции, ресурсов и денежных средств;
- определение эффекта путем сопоставления предстоящих доходов и расходов;
- расчет значений показателей экономической и бюджетной эффективности по проекту;
- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соизмеримости по экономической ценности к начальному периоду.

Для оценки эффективности проекта использовались следующие экономические критерии эффективности:

- суммарный поток денежной наличности государства;
- суммарный поток денежной наличности недропользователя;
- дисконтированный поток денежной наличности недропользователя;

В систему оценочных показателей так же включены:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- анализ чувствительности проекта.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Таблица 3-1 – Техничко-экономические показатели по вариантам

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ВАРИАНТ 1		ВАРИАНТ 2		ВАРИАНТ 3	
		РАСЧЕТНЫ й	ПРИБЫЛЬНЫ й	РАСЧЕТНЫ й	ПРИБЫЛЬНЫ й	РАСЧЕТНЫ й	ПРИБЫЛЬНЫ й
1	ПЕРИОД РАСЧЕТА, ГОДЫ	2025-2060	2025-2034	2025-2060	2025-2040	2025-2060	2025-2046
2	ВВОД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ИЗ БУРЕНИЯ, ШТ	7	7	3	3	7	7
3	ВВОД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ, ШТ	6	6	6	6	6	6
4	ПЕРЕВОД СКВАЖИН ПОД НАГНЕТАНИЕ, ШТ	0	0	0	0	0	0
5	ФОНД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ШТ	62	62	58	58	62	62
6	ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ШТ	7	7	7	7	7	7
7	СУММАРНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, ТЫС.Т	113,5	90,5	173,3	136,0	196,7	174,8
8	СУММАРНАЯ ДОБЫЧА ЖИДКОСТИ, ТЫС.Т	871,8	767,8	843,2	728,0	871,8	767,8
9	СУММАРНАЯ ЗАКАЧКА ВОДЫ, ТЫС.МЗ	747,2	577,3	747,2	577,3	747,2	577,3
10	НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ С НАЧАЛА РАЗРАБОТКИ, ТЫС.Т	462,7	460,3	522,4	505,8	570,7	548,9
11	КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, Д.ЕД.	0,139	0,143	0,157	0,152	0,171	0,165
12	РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТИ, ТЫС.Т	107,9	86,0	164,6	129,2	186,8	166,1
13	ДОХОД ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ, МЛРД.ТЕНГЕ	55,61	28,34	139,53	54,52	154,50	92,23
14	ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, МЛРД.ТЕНГЕ	96,55	13,55	102,78	24,81	107,57	43,21
15	ОБЩИЕ ЗАТРАТЫ, МЛРД.ТЕНГЕ	117,54	24,50	154,57	45,58	164,95	77,91
16	ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СЕБЕСТОИМОСТЬ 1 Т. НЕФТИ, ТЫС.ТЕНГЕ/Т	710,07	129,00	486,98	155,03	449,87	208,49
17	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, МЛРД.ТЕНГЕ	0,36	0,36	0,18	0,18	0,36	0,36
18	СУММАРНЫЕ ВЫПЛАТЫ ГОСУДАРСТВУ В ВИДЕ НАЛОГОВ, МЛРД.ТЕНГЕ	24,88	10,02	51,12	19,59	56,69	32,90
19	НАЛОГООБЛАГАЕМАЯ ПРИБЫЛЬ,	-61,93	3,84	-15,04	8,94	-10,46	14,32

	МЛРД.ТЕНГЕ						
20	КОРПОРАТИВНЫЙ ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ, МЛРД.ТЕНГЕ	0,77	0,77	1,79	1,79	2,86	2,86
21	НАЛОГ НА СВЕРХПРИБЫЛЬ, МЛРД.ТЕНГЕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	НАКОПЛЕННАЯ ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ, МЛРД.ТЕНГЕ	-62,70	3,07	-16,83	7,15	-13,32	11,45
23	ПОТОК ДЕНЕЖНОЙ НАЛИЧНОСТИ, МЛРД.ТЕНГЕ	-61,90	3,65	-15,85	8,04	-12,52	12,21
24	ЧИСТАЯ ПРИВЕДЕННАЯ СТОИМОСТЬ (NPV) ПРИ СТАВКЕ 10%, МЛРД.ТЕНГЕ	-3,50	2,69	3,39	4,82	4,72	6,00
27	СРОК ОКУПАЕМОСТИ, ГОДЫ	МЕНЕЕ ГОДА		МЕНЕЕ ГОДА		МЕНЕЕ ГОДА	
28	ВНУТРЕННЯЯ НОРМА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ IRR,%	64%		62%		57%	

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дельнейшей разработки выделенного эксплуатационного объекта месторождения, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д.

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Камыскуль Южный производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют 10 лет для 1 варианта, 16 лет для 2 варианта, 22 года для 3 варианта.

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки месторождения предусматривается придерживаться установленного режима работы скважин. Так, забойное давление в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне либо выше давления насыщения нефти газом. Забойное давление в нагнетательных скважинах, в вариантах разработки 2 и 3, рекомендуется поддерживать как можно выше, но не более давления гидравлического разрыва пласта ($P_z = 0,90 - 0,95 \cdot P_{гпр}$).

Коэффициенты эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин принимаются на уровне 0,95 д.ед., исходя из необходимости проведения исследовательских работ.

Ниже приведено краткое описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый).

Как упоминалось выше, данный вариант является продолжением реализации утвержденного проектного документа на разработку. Анализ показал, что ряд мероприятий, запланированных ранее в ПР 2020 г. фактически были реализованы, в части бурения трех добывающих скважин (98,99 и 100), но часть мероприятий, такие как вывод из бездействия и перевод под ППД не реализованы, в связи с чем данные мероприятия легли в основу данного базового варианта. Данный вариант рассчитан без бурения новых скважин, запланированы только выводы из бездействия и перевод под ППД.

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект.;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№62,68,82,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67);

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока не запланирована, в связи с отсутствием добывающих скважин.

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100 Разработка блока планировалась без ППД.

Возвратный объект запланирован к эксплуатации скважинами, работающими на момент составления отчета, и данный вариант идентичен для всех трех представляемых вариантов разработки

основного объекта.

I блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной 55, с выводом данной скважины из бездействия в 2030 году

II блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующими скважинами 78 и 79. Также запланирована ликвидация бездействующей скважины 80 в 2025 году.

IIIа блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 60.

IV блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к переводу с основного объекта в 2025 году.

V блок возвратного объекта запланирован к эксплуатации существующей скважиной 37. Скважина 43, находящаяся в бездействии, к выводу в эксплуатацию не запланирована.

Вариант 2 (альтернативный).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважина 36 намечена к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84);

IIIа-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62;

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIа-блок. Эксплуатация планируется существующими 4 добывающими скважинами ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Разработка блока планировалась без ППД.

Вариант 3 (рекомендуемый).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважины 36 и 55 намечены к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84). В 2027 году запланировано бурение добывающей скважины №103;

IIIа-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62, в 2027 году запланировано бурение 1 добывающей скважины №104;

IV-блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к выводу из испытания.

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI-блок. Разработку планируется продолжать существующей действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'-блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''-блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII-блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. По базовому варианту, разработка данного блока планируется существующими 4 скважинами, ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Также, с целью максимального отбора запланированы к бурению две добывающие скважины в 2026 году (№101 и 102).

В 2035 году запланирована ликвидация скважины 81, в 2039 году скважин 72, и 87. В 2044 году предусмотрена ликвидация скважины 80.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Для разработки месторождения Южный Камыскуль рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 3 вариант разработки.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

В работе рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачкой воды.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Вариант 3 (рекомендуемый).

I-блок. В базовом варианте запланирован вывод скважины 64 из бездействия в 2025 году, скважины 36 и 55 намечены к ликвидации в 2025 году;

II-блок. Разработка предусмотрена существующим фондом в количестве 6 действующих добывающих скважин (№№75,71,74,94,96 и 97). Скважины 78,79 и 80 были запланированы к переводу на возвратный объект, для эксплуатации II блока, фактически данное решение реализовано, скважины переведены на возвратный объект. Запланировано бурение добывающей скважины №105 в 2029 году;

II'-блок. Запланирован вывод из бездействующего фонда скважины №81 в 2025 году;

III-блок. Разработка запланирована существующим фондом в количестве 4 добывающих (№№28,49,57,83) и 2 нагнетательных скважин (№61 и №84). В 2027 году запланировано бурение добывающей скважины №103;

IIIa-блок. Разработка запланирована существующими действующими скважинами, в количестве 2 добывающих (№21 и 58), и 1 нагнетательной скважиной (№51);

IIIб-блок. Разработка ранее была запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в количестве 7 добывающих скважин (№№68,82,62,65, 69,70 и 95), на естественном режиме, без ППД. В 2025 году запланирован вывод из бездействия скважины 62, в 2027 году запланировано бурение 1 добывающей скважины №104;

IV-блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-6, запланированной к выводу из испытания.

V-блок. Разработка запланирована существующим действующим эксплуатационным фондом, в

количестве 16 добывающих (№№30,31,32,33,38,43,46,52,53,54,59,63,66,85,86,90) и 2 нагнетательных скважин (№44 и №67), запланировано бурение добывающей скважины №106 в 2028 году;

VI–блок. Разработку планируется продолжать существующим действующей 1 добывающей скважиной (№91) и существующей нагнетательной скважиной №93.

VI'–блок. Разработка запланирована действующим эксплуатационным фондом, в количестве 3 добывающих скважин (№88,92 и 98);

VI''–блок. Разработка данного блока запланирована с 2028 года, с вводом из бурения скважины №107;

VII–блок. Разработка блока запланирована с выводом из бездействия двух добывающих скважин 72 и 87: данные скважины запланированы к выводу из бездействия в 2025 году.

XI блок запланирован к эксплуатации скважиной ОЦ-7, запланированной к выводу из испытания.

XIa-блок. По базовому варианту, разработка данного блока планируется существующими 4 скважинами, ОЦ-1, ОЦ-2,99 и 100. Также, с целью максимального отбора запланированы к бурению две добывающие скважины в 2026 году (№101 и 102).

В 2035 году запланирована ликвидация скважины 81, в 2039 году скважин 72, и 87. В 2044 году предусмотрена ликвидация скважины 80.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Необходимо учесть нижеследующие основные требования к системе сбора и подготовки нефти:

1. Объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспорт продукции до пункта сбора,
- замер продукции скважин,
- отделение газа от нефти,
- предварительное обезвоживание нефти

2. На аппаратах и установках, работающих под давлением, следует предусматривать одну систему предохранительных клапанов с направлением сброса газа от них в атмосферу через дренажную емкость и факельную систему.

3. Трубопроводы системы сбора и транспорта продукции с целью сокращения потерь тепла должны быть заглублены или теплоизолированы.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

Нефтяное месторождение Камыскуль Южный расположено в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, в тектоническом плане месторождение приурочено к Гурьевскому поднятию Актюбинско-Астраханской зоны поднятий. В административном отношении месторождение расположено в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Кульсары, Бекбике, Комсомольский, находящиеся от площади работ на расстоянии 50-60 км к юго- и северо-западу, в непосредственной близости от которых проходит железная дорога Макат-Узень. В геоморфологическом отношении район представляет собой полупустынную равнину. Рельеф местности увалисто-равнинный с небольшими колебаниями высот. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах от минус 9 до минус 16 м над уровнем моря.

ДОПОЛНЕНИЕ № 5 к Контракту №43 от 05 июля 1996 года на осуществление разработки нефтяного месторождения Южный Камыскуль, расположенного в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан. Границы месторождения Камыскуль Южный определены горным отводом. Площадь отвода составляет 2,046 км², глубина разработки до подошвы юрских отложений (от 12.05.2016 г. рег.№241 Д-УВС). Координаты горного отвода: 1) 47°13'29" с.ш., 54°00'00" в.д. 2) 47°13'42" с.ш., 53°59'13" в.д. 3) 47°13'46" с.ш., 53°58'30" в.д. 4) 47°13'257" с.ш., 53°58'22" в.д. 5) 47°13'58" с.ш., 53°58'42" в.д. 6) 47°14'06" с.ш., 53°58'46" в.д. 7) 47°14'07" с.ш., 53°59'48" в.д. 8) 47°13'59" с.ш., 54°00'22" в.д. 9) 47°13'53" с.ш., 54°00'20" в.д. 10) 47°13'52" с.ш., 54°00'45" в.д. 11) 47°13'37" с.ш., 54°00'16" в.д. 12) 47°13'29" с.ш., 54°00'14" в.д.

Целевое назначение – осуществление операций по недропользованию на месторождении Южный Камыскуль.

Срок действия контракта до 31 декабря 2035 год.

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных месторасположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 3 вариант разработки и принятые проектные решения.

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

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и 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.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Цель работы – анализ текущего состояния разработки месторождения, обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Камыскуль Южный. В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта сценария дальнейшей разработки месторождения.

Все варианты рассчитаны по статистическому методу и представлены согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений 2018г [3]. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Область применения - месторождение Камыскуль Южный.

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.

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 площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

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

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определенное нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

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.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступления денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

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. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Биологическое разнообразие 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.

На участке проведения работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых. Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий.

Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей.

В период проведения разработки месторождения, строительных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории.

Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных.

Во многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых, летящих к источникам освещения, в ночное время больший процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

Тем не менее, в случае выявления в ходе оценки возможных воздействий значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний – обеспечения прироста биоразнообразия.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих территорий

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 работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении 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 разведочные работы проводиться не будут.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Объект исследования – система разработки месторождения Южный Камыскуль.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран 3 вариант разработки месторождения Южный Камыскуль.

Цель работы – анализ текущего состояния разработки месторождения, обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Камыскуль Южный. В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта сценария дальнейшей разработки месторождения.

Все варианты рассчитаны по статистическому методу и представлены согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений 2018г [3]. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения.

В работе рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Область применения - месторождение Камыскуль Южный.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых работ могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов 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 Жылойском районе осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчетным 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 загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне- суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота(IV)диоксид(Азотадиоксид)(4)	0.2	0.04		2
0304	Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод(Сажа,Углеродчёрный)(583	0.15	0.05		3
0330	Сернистый газ, Сера(IV)оксид(516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Оксидуглерода, Угарный газ)(584)	5	3		4
0405	Пентан(450)	100	25		4
0410	Метан(727*)			50	
0412	Изобутан(2-Метилпропан)(279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5(1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10(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
0627	Этилбензол(675)	0.02			3
1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	Масло минерально-нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)(716*)			0.05	
2754	Алканы C12-C19/в пересчете на C12 (Углеводороды предельные C12-C19(в пересчете на C12); Растворитель	1			4

РПК-265П(10)				
--------------	--	--	--	--

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 разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путегидрообеспыливания 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.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

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 порядка 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 НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации 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.

Основными производственными операциями на м/р Южный Камыскуль при реализации проектных решений по «Проекту разработки...», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

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

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

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Южный Камыскуль на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды. Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды; Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазанных грунтов.

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования.	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных