



# ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

К ДОПОЛНЕНИЮ  
ПРОЕКТА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБУЛАК  
(по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)

Директор  
TOO «Effect Group»



Калманова Г.Т.

г. Кызылорда, 2022 г.

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

### Исполнитель

### Должность

Калманова Г.Т.

Директор ТОО «Effect Group»

Уполходжаев Р.С.

Зам. директора

Калман С.Т.

Ведущий специалист

### Государственная лицензия

ТОО «Effect Group», Государственную Лицензии №01653 Р выдана Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК 24.04.2014 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования

### Адрес Заказчика:

**ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»,**  
Фактический адрес: 120001,  
КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ,  
Г.КЫЗЫЛОРДА, УЛ. ДАРИГЕР АЛИ, д. 2,  
тел. 20-23-34,202335,20-22-59  
БИН 020840003571

### Адрес Исполнителя:

**ТОО «Effect Group»**  
Республика Казахстан,  
120000, г. Кызылорда, ул. Байсеитова, дом 12.  
Телефоны: 87770676529, 87024190246.  
e-mail: effect\_g@inbox.ru

## СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		6
1	ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	10
1.1.	Общие сведения о месторождении.....	10
1.2.	Геолого-физическая характеристика месторождения.....	12
1.2.1.	Характеристика геологического строения.....	12
1.2.2.	Тектоническое строение месторождения.....	13
1.2.3.	Нефтегазоносность.....	14
1.2.4.	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	17
2.	ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	23
2.1.	Климатические условия региона.....	23
2.1.1.	Современное состояние воздушного бассейна.....	28
2.1.2.	Гидрографическая характеристика.....	28
2.1.3.	Современное состояние водных ресурсов на месторождении.....	30
3.	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ.....	31
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.....	31
3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды.....	31
4.	ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	32
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.....	34
5.1.	Подготовка геолого-промысловой основы для проектирования пробной эксплуатации.....	34
5.2.	Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации.....	34
5.3.	Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований.....	36
5.4.	Текущее состояние пробной эксплуатации.....	48
5.5.	Характеристика отборов нефти, жидкости и газа.....	52
5.6.	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов.....	57
5.7.	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение.....	59
5.8.	Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации.....	60
5.9.	Программа и объем исследовательских работ по контролю за пробной эксплуатацией.....	67
5.10.	Техника и технология добычи нефти.....	71
5.10.1.	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.....	71
5.11.	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	78
5.12.	Программа утилизации газа.....	81
5.13.	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	84
5.14.	Мероприятия по доразведке.....	85
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.....	88
7.	ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	90
8.	ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ.....	91

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.....	
8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу....	91
8.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	94
8.2.1. Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха.....	94
8.2.2. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин.....	96
8.2.3. Основные источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации месторождения...	99
8.2.4. Передвижные источники загрязнения.....	103
8.2.5. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	105
8.2.6. Возможные залповые и аварийные выбросы.....	105
8.2.7. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)..	106
8.2.8. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу.....	113
8.2.9. Предварительное обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны).....	114
8.2.10. Организация контроля за выбросами.....	114
8.2.11. Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	116
8.2.12. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха.....	116
8.2.13. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ.....	117
8.3. Оценка воздействия на водные ресурсы.....	118
8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ.....	118
8.3.2. Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды.....	119
8.3.3. Мероприятия по охране поверхностных вод.....	120
8.3.4. Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод.....	121
8.3.5. Водопотребление и водоотведение.....	122
8.4. Оценка воздействия на недра.....	124
8.4.1. Оценка воздействие проектируемых работ на недра.....	125
8.4.2. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	126
8.5. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы.....	126
8.5.1. Характеристика почвенного покрова.....	126
8.5.2. Характеристика видов воздействия на почвы.....	129
8.5.3. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	131
8.5.4. Предложения по организации мониторинга почвенного покрова.....	131
8.6. Оценка воздействия на растительный мир.....	132
8.6.1. Растительный мир в районе расположения месторождения.....	132
8.6.2. Факторы воздействия на растительность.....	134
8.6.3. Оценка воздействия на растительность.....	134
8.6.4. Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности.....	135
8.6.5. Предложения по мониторингу растительного покрова.....	135
8.7. Оценка воздействия на животный мир.....	136
8.7.1. Характеристика животного мира.....	139
8.7.2. Оценка современного состояния животного мира.....	139
8.7.3. Факторы воздействия на животный мир.....	140
8.7.4. Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира.....	141
8.7.5. Предложения по мониторингу животного мира.....	141
8.8. Физическое воздействие. Шум. Вибрация. Свет.....	151
8.8.1. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений.....	153
8.8.2. Радиационная безопасность.....	155
8.8.3. Рекомендации по снижению радиационного риска.....	155
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.....	156
9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	156
9.1.1. Расчет количества образующихся отходов при строительстве скважины на месторождении.....	159
9.1.2. Ориентировочный расчет объемов образования отходов производства и потребления при	162

пробной эксплуатации .....	164
9.2. Процедура управления отходами.....	165
9.3. Программа управления отходами.....	165
9.4. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....	167
9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	168
10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ.....	168
10.1. Оценка риска возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения.....	168
10.2. Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий.....	169
10.3. Мероприятия по снижению экологического риска.....	173
11. СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА.....	173
11.1. Социально-экономические условия.....	176
11.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	177
11.3. Памятники истории и культуры.....	178
12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	178
12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	180
12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду.....	182
13. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	183
14. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	184
15. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	185
16. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	185
17. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	187
<b>КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....</b>	<b>190</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....</b>	<b>190</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	
2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3. Письмо о фоновых концентрациях	
4. Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
5. Ситуационная карта схема участка с нанесенными на ней сзз	

## ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к Дополнению проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.) представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

В проекте разработки приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки.

На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

**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 рекомендуемому варианту 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 разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)»;
- фондовые материалы и литературные источники.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за

№ 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Контракт на проведение разведки УВС между МЭиМР Республики Казахстан и ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» был предусмотрен на период разведки равным 5 (пяти) годам, с истечением срока разведки и срока действия Контракта до «15» октября 2009 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (Протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (Протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (2).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-IIIa и K1nc2\_prod.

Согласно проектного документа «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина Кенбулак-3, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.». (3), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (4).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (4) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)» (6), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (6) явился основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)» (7), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории С2 в С1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

**Срок пробной эксплуатации** – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано продолжение выделения на текущей стадии четырех основных объектов пробной эксплуатации, которыми являются: I-й объект пробной эксплуатации – горизонт А-2; II-й объект пробной эксплуатации – горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б; III-й объект пробной эксплуатации – горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б; IV-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3.



Проектная организация: ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, ул. Гоголя, дом 86, офис 708, 050000, Республика Казахстан. Государственная лицензия № 20010247 от «16» июля 2020 г. «Проектирование горных производств» и 02211Р от «13» августа 2020 г. «Выполнение работ и услуг в области охраны окружающей среды».

Недропользователь: ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», г. Кызылорда, пос. Тасбугет, ул. Мустафа Шокая, 9. Недропользователь осуществляет работы согласно Дополнения № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично), период которого действует до «15» октября 2022 г. Контрактная территория расположена в пределах Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

**Заказчик проекта:**

**ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»**

Фактический адрес: 120001, КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ,  
Г.КЫЗЫЛОРДА, УЛ. ДАРИГЕР АЛИ, д. 2, тел. 20-23-34,202335,20-22-59  
БИН 020840003571

**Разработчик:**

**ТОО «Effect Group»**

Республика Казахстан,  
120000, г. Кызылорда, ул. Байсеитова, дом 12.  
Телефоны: 87770676529, 87024190246.  
e-mail: effect\_g@inbox.ru

## **1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **1.1. Общие сведения о месторождении**

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба (рисунок 1).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 °С (до «минус» 40 °С), летом – «плюс» 27 °С (до «плюс» 43 °С).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м.

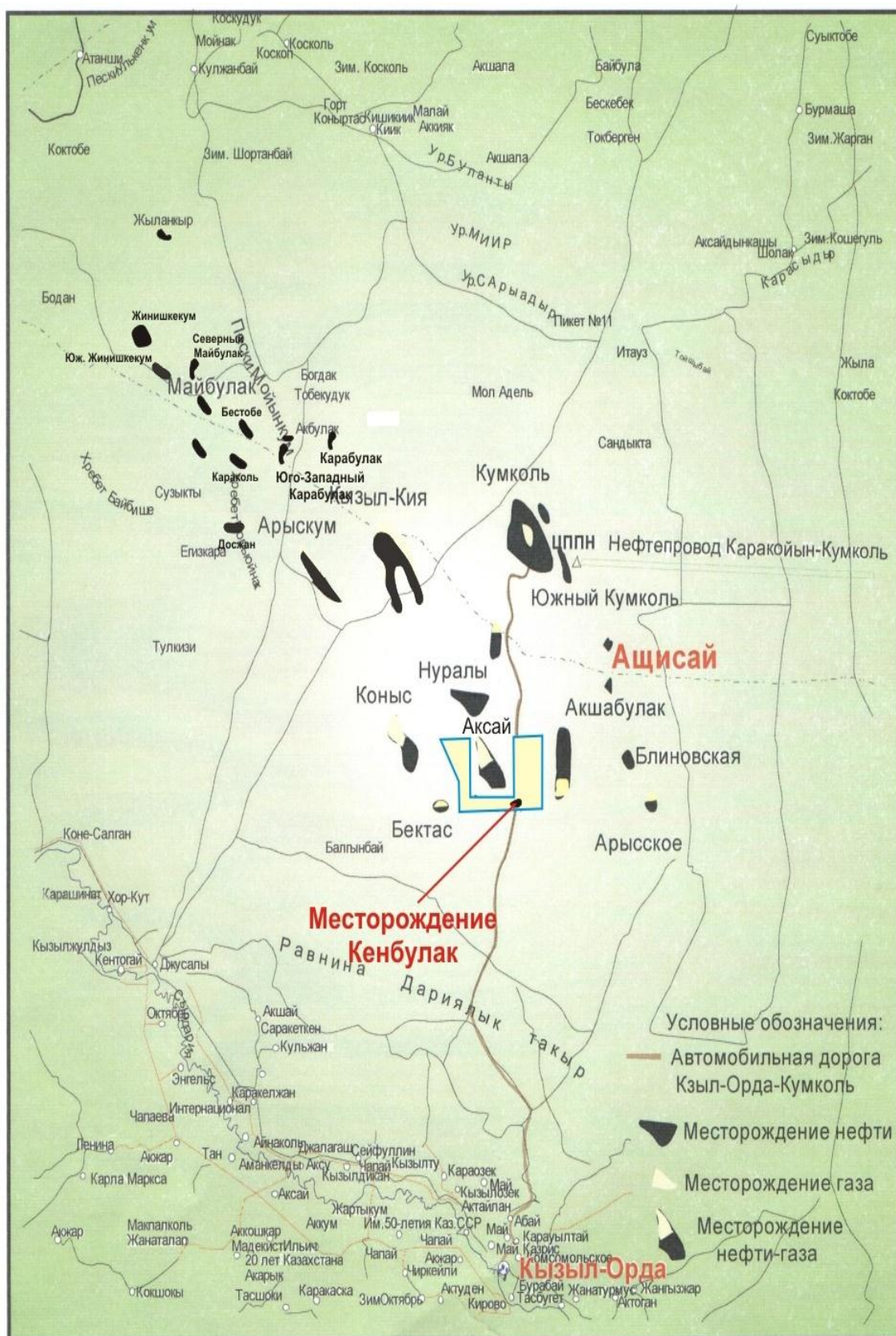


Рис. 1. - Обзорная карта района работ

## **1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения**

Месторождение Кенбулак расположено в юго-западной части Арыскупского прогиба, приурочено к Аксайской горст-антиклинали. Месторождение входит в район группы месторождений Кызылкия, Западный Нуралы, Нуралы, Аксай, Южный Аксай, Западный Тузколь и др, поэтому его геолого-структурное строение идентично строениям этих месторождений. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Кенбулак участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана для Южно-Торгайского бассейна по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ Института геологии и Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции в 1980-х г. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскупского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях.

### **1.2.1. Характеристика геологического строения**

#### ***Стратиграфическая характеристика разреза.***

#### **Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения – PR-PZ**

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

#### **Палеозойская группа – PZ**

По материалам ГИС скважиной №3 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне-верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые. К ним и карбонатным породам приурочен продуктивный горизонт PZ, который на месторождении Кенбулак не продуктивен.

Вскрытая мощность разреза фундамента в пробуренных скважинах № Кенбулак-2–65м, Кенбулак-3– 373м, Кенбулак-4 – 109м, Кенбулак-5 - 94м.

#### **Мезозойская группа – MZ**

#### **Юрская система – J**

Юрские отложения Контрактной территории, представлены породами верхнего отдела, которые в районе работ выклиниваются на поверхность фундамента.

#### **Меловая система – K**

Меловые отложения в практике работ в пределах Арыскупского прогиба в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. Неокомские отложения нижнего мела расчленены на две толщи - нижнюю и верхнюю, в соответствии с представленными недропользователем геологическими и геофизическими материалами. Эти толщи выделены во всех временных сейсмических разрезах всей контрактной территории.

#### **Нижний отдел –K<sub>1</sub>**

**Неокомский надъярус ( $K_1nc$ ).** В разрезе неокома выделяются две толщи: нижняя и верхняя, соответствующие нижнему и верхнему неокому. Отложения арыкумского горизонта нижнего неокома нижнего мела на месторождении не выделяются, но они могут быть на склонах поднятий.

**Толща нижнего неокома ( $K_1nc_1$ ).** Верхняя часть нижнего неокома (нижедаульской подсвиты), выделенная как толща нижнего неокома, сложена чередующимися пластами глин, песчаников, песков, гравелитов и алевролитов. Вскрытая толщина её колеблется от 40 (Кенбулак-3) до 85 м (Кенбулак-4).

**Толща верхнего неокома ( $K_1nc_2$ )** (по объему соответствует вышедаульской подсвите) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина её варьирует от 202 (Кенбулак 5) до 300 (Кенбулак 4) м. К песчаникам и пескам верхнего неокома приурочены продуктивные горизонты М-0 (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4).

#### **Апт – альбский ярусы ( $K_1 a-al$ )**

**Карачетауская свита ( $K_1a-al_{1-2}$ ).** Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 166-235 метров.

#### **Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы ( $K_{1-2}$ )**

##### **Альб – сеноманский ярусы ( $K_{1-2}al_3-s$ )**

**Кызылкинская свита ( $K_{1-2}al_3-s$ ).** Отложения кызылкинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 208–218 м.

##### **Верхний отдел – $K_2$**

**Нерасчлененный турон–сенон ( $K_2t-sn$ ).** Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина 442-454м.

#### **Кайнозойская группа – KZ**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-палеоген-четвертичной систем.

#### **Нерасчлененные неоген – палеогеновые-четвертичные отложения (N–P–Q).**

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина их от 34 до 327м.

### **1.2.2. Тектоническое строение месторождения**

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

- восточным бортом Арыкумский грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);
- Акшабулакской грабен-синклиналью (восточный блок Контрактной территории);
- северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали.

Структура Кенбулак находится в пределах северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали (субширотная перемычка между западным и восточным блоками Контрактной территории).

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения палеозоя и протерозоя, которые вскрыты всеми скважинами. Собственно платформенный комплекс включает отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста, локализованные в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D за 2012-2013 гг. и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам, в связи с поставленной задачей оперативного подсчета запасов УВС (2013 г) в пределах выявленных залежей на структуре Кенбулак, по Контрактной территории построены структурные карты по четырем целевым отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-Паги K1nc2\_prod.

На структурной карте по кровле ОГ-PZ месторождение Кенбулак представляет собой поднятие простирающееся, с юго-востока на северо-запад. В северо-восточном направлении структура круто погружается с отметки -1450м до -2900м в районе разлома. В западном направлении поднятие примыкает к разлому. Размеры структуры с запада, ограниченной разломом, с северо-востока изогипсой -1450 м, с юга границы Контрактной территории составляют 5,0х2,0÷3,5 км, амплитудой около 100 м.

Структурная карта по кровле ОГ-III представляет собой моноклиналиное поднятие, погружающееся в северо-восточном направлении. В западном направлении отложения верхней юры выклиниваются на поверхность фундамента. Только одна скважина (Кенбулак 6) вскрыла верхнеюрские отложения. В районе скважины Кенбулак-6 структура по замкнутой изогипсе -1380 м представляет собой полусвод примыкающий к отложениям фундамента с размерами 3,5х0,75 км амплитудой около 30 м.

Структурная карта по кровле ОГ-Паг унаследовано повторяет строение структуры по кровле ОГ-III. Поднятие простирается с юга на север, его северо-восточный борт полого погружается в северном направлении с отметок -1310м до -1500м. В южной и юго-западной части структуры имеются выступы поверхности фундамента, к которым выклиниваются отложения арыскупского горизонта. Все скважины, пробуренные в сводовой части структуры Кенбулак по платформенным, оказались вне зоны развития арыскупского горизонта.

Структурный план отложений K1nc2\_prod представляет собой брахиантиклинальную складку облекания, простирающуюся с юга на север, северо-восточный борт которого погружается в восточном направлении с отметки -970м до -1250м. В центральной части картируется брахиподнятия, имеющее два купола. Размеры поднятия 2,9х0,8-3,0км с амплитудой около 30м по замкнутой изогипсе -970м.

Аналогично близлежащего месторождения Западный Тузколь, складки облекания наблюдаются далеко вверх по разрезу, включая палеогеновые отложения. Единственным изменением складок является уменьшение амплитуды и выполаживание свода.

### **1.2.3. Нефтегазоносность**

Месторождение Кенбулак расположено в Арыскупском прогибе, который является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях мезозойской группы от нижнего отдела юры до верхнего отдела меловой системы.

По стратиграфической приуроченности, выявленные залежи нефти и газа в Арыскупском прогибе связаны с отложениями палеозоя, юры и нижнего мела.

Геологоразведочные работы, проведенные в значительных объемах, показали высокую перспективность бортовых частей Нижнесырдарьинского, Аксайского и Мынбулакского поднятий, связанных с террасами первой ступени.



Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС и опробованием в верхнеэокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и среднезернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленовато-серыми, серыми, глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным, ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

На структуре Кенбулак продуктивными являются верхнеэокомские отложения нижнего мела.

В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской и верхнедаульской свит. Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами.

По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

В период с 01.01.20 г по 01.11.21 г в рамках проекта пробной эксплуатации на месторождении пробурены 2 оценочные скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9, которые подтвердили наличие залежей.

**Продуктивный горизонт А-2.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважинах 3 и 8 испытаны интервалы 986-992 м и 978-988, соответственно. Получены притоки нефти объемами 125,8 м<sup>3</sup> и 28,4 м<sup>3</sup> соответственно. В скважине 8 дебит нефти - 23,6 м<sup>3</sup>/сут (расчетным путем). В скважине 9 опробован интервал 993,4-998,4 м (IV-объект) в результате опробования, фонтанным способом при 7-4 мм штуцере дебит нефти составил 183,79 м<sup>3</sup> нефти и 3,65 м<sup>3</sup> пластовой воды.

Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 4,9 м. Пористость 0,20 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,55 д.ед. Площадь продуктивности 1216 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 21 м. УВНК принят на абсолютной отметке -840 м.

**Продуктивный горизонт М-0-1-А.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 в результате испытания IV-объекта в интервалах 1114-1126м, 1119,5-1123 м получен пульсирующий фонтан нефти и газа. На 3 мм штуцере дебит нефти 4-5 м<sup>3</sup>/сут. Извлечено нефти объемом 32,86 м<sup>3</sup>. Пластовое давление составляет 8,257 МПа. В скважине Кенбулак-8 опробован интервал 1105-1109 м. Извлечено нефти объемом 8,78 м<sup>3</sup>/сут. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 4,7 м. Пористость 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,47 д.ед. Площадь продуктивности 1235 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 21 м. УВНК принят на абсолютной отметке -970 м.

**Продуктивный горизонт М-0-1-Б.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 из интервала 1132,9-1139,5м получен фонтанный

приток промышленной нефти дебитом 44,8 м<sup>3</sup>/сут на 11 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,482 МПа. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 7.1 м. Пористость 0.21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.46 д.ед. Площадь продуктивности 547 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 26,5 м. УВНК принят на абсолютной отметке -990 м.

**Продуктивный горизонт М-0-2-А.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-3 в интервале 1150-1153,8 м (II-объект) в результате испытания получен фонтан жидкости – фильтрат бурового раствора уд. весом 1,01г /см<sup>3</sup>. Извлечено 36,34 м<sup>3</sup> жидкости, из них 3,114м<sup>3</sup> нефти. В скважине Кенбулак-7 опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м (I-объект), в результате опробования, в течении 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере дебит нефти - 47,18 м<sup>3</sup> нефти и 6,97 м<sup>3</sup> пластовой воды. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 6,56 м. Пористость 0.21 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.49 д.ед. Площадь продуктивности 551 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 28,5 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1010 м.

**Продуктивный горизонт М-0-2-Б.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-2 в интервале 1165,5-1169 был получен приток нефти дебитом 38 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере. Залежь имеет следующие параметры: (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 2.6 м. Пористость 0.23 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0.43 д.ед. Площадь продуктивности 579 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 32,8 м. УВНК принят на абсолютной отметке -1030 м.

**Продуктивный горизонт М-0-3.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. В скважине Кенбулак-5 при испытании интервала 1192-1195м получен фонтанный приток нефти дебитом 81,6 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,18 МПа. В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1202-1204м получен приток нефти объемом 29,17м<sup>3</sup>. Дебит нефти 12,73 м<sup>3</sup>/сут (расчетным путем). Залежь имеет следующие параметры (ЧНЗ-С<sub>1</sub>) средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 6,25 м. Пористость 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,59 д.ед. Площадь продуктивности 1034 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи свыше 21,3 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1048,3 м.

**Таблица 1.2.3-1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов**

Параметры	Объекты пробной эксплуатации			
	I	II	III	IV
	Горизонт А-2	Горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б	Горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б	Горизонт М-0-3
Средняя глубина залегания, м	981,3	1118,6	1154,6	1195,1
Тип залежи	Пластовые, сводовые			
Тип коллектора	Поровый, терригенный			
Площадь нефтегазоносности (категория С <sub>1</sub> / С <sub>2</sub> ), тыс.м <sup>2</sup>	1186 / 1735	1689 / 4053	1077 / 4286	1034 / 1248
Средняя общая толщина, м	6,1	17,0	16,2	15,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	10,9	8,4	2,8
Средняя пористость, д.ед.	0,20	0,21	0,23	0,26
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,54	0,53	0,54	0,59
Проницаемость (по керну), мД	274	66,1	143,5	253
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,607	0,641	0,519	0,185
Приведенная пластовая температура, °С	52,6	59,5	61,4	62,2



Приведенное пластовое давление, МПа	9,9	11,7	12,1	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,02*	1,02	1,02*	0,32
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,724*	0,724	0,724*	0,606
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,841	0,816	0,759	0,761
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,176*	1,176	1,176*	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,18	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,60	6,75	1,80	1,00
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3*	9,3	9,3*	7,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	85,27*	85,27	85,27*	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,016*	1,016	1,016*	1,044
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	17,6	-	17,65
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	389	1777	1527	936
в том числе: по категории C <sub>1</sub>	246	594	325	494
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	129	562	475	306
в том числе: по категории C <sub>1</sub>	86	208	114	173
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,33	0,32	0,31	0,33
в том числе: по запасам категории C <sub>1</sub>	0,35	0,35	0,35	0,35

#### 1.2.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На месторождении Кенбулак пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность верхненеокомских отложений нижнего мела. В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской и верхнедаульской свит. В таблице 2.2.1 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения. Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициенты распространения, песчанистости и расчлененности. В таблице 1.2.4-1 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи.

**Продуктивный горизонт А-2.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 3,1 – 16,4 м и в среднем составляет 7,6 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,3 до 8,1 м, в среднем составляет 4,5 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 0,875, коэффициент расчлененности равен 2,7, коэффициент песчанистости – 0,631.

**Продуктивный горизонт М-0-1-А.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 13,4 м и в среднем составляет 9,3 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 7,5 м, в среднем составляет 4,6 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,5, коэффициент песчанистости – 0,583.

**Продуктивный горизонт М-0-1-Б.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 24,5 м и в среднем составляет 10,7 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 10,2 м, в среднем составляет 5,8 м.

В горизонте выделяется от 1 до 5 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,9, коэффициент песчаности – 0,629.

**Продуктивный горизонт М-0-2-А.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется от 4,0 м до 25,3 м и в среднем составляет 11,2 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 3,3 м до 12,0 м, в среднем составляет 6,9 м.

В горизонте выделяется от 1 до 3 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности в среднем равен 2,1, коэффициент песчаности – 0,740.

**Продуктивный горизонт М-0-2-Б.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8 – 15,7 м и в среднем составляет 7,6 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 13,3 м, в среднем составляет 4,1 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 0,857, коэффициент расчлененности равен 2,2, коэффициент песчаности – 0,628.

**Продуктивный горизонт М-0-3.** Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 8.

Горизонт вскрыт всеми скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах 1,3-29,6 м и в среднем составляет 13,1 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,3 до 11,7 м, в среднем составляет 5,3 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1, коэффициент расчлененности равен 2,1, коэффициент песчаности – 0,617.

**Таблица 1.2.4-1 – Характеристика толщин горизонтов**

№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт А-2			
1	Общая	Средняя, м	7,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,315
		Интервал изменения, м	3,1-16,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,292
		Интервал изменения, м	1,3-8,1
3	Эффективная	Средняя, м	4,5
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,313
		Интервал изменения, м	1,3-8,1
Горизонт М-0-1-А			
1	Общая	Средняя, м	9,3

		Коэффициент вариации, доли ед.	0,155
		Интервал изменения, м	0,8-13,4
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,025
		Интервал изменения, м	3,8-6,0
3	Эффективная	Средняя, м	4,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,157
		Интервал изменения, м	0,8-7,5
Горизонт М-0-1-Б			
1	Общая	Средняя, м	11,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,363
		Интервал изменения, м	0,8-24,5
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	6,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,062
		Интервал изменения, м	4,2-8,6
3	Эффективная	Средняя, м	5,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,264
		Интервал изменения, м	0,8-10,2
Горизонт М-0-2-А			
1	Общая	Средняя, м	11,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,420
		Интервал изменения, м	4,0-25,3
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	6,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,056
		Интервал изменения, м	5,1-8,9
3	Эффективная	Средняя, м	6,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,148
		Интервал изменения, м	3,3-12,0
Горизонт М-0-2-Б			
1	Общая	Средняя, м	7,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,441
		Интервал изменения, м	0,8-15,7
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,144
		Интервал изменения, м	1,4-3,6
3	Эффективная	Средняя, м	4,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	1,082
		Интервал изменения, м	0,8-13,3
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	13,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,689
		Интервал изменения, м	1,3-29,6
2	Нефтенасыщенная	Средняя, м	
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,675
		Интервал изменения, м	1,3-11,7
3	Эффективная	Средняя, м	5,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,508
		Интервал изменения, м	1,3-11,7

**Таблица 1.2.4-2 – Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта**

Количество скважин, используемых	Коэффициент песчаности, доли ед.	Коэффициент расчлененности, доли ед.	Характеристика прерывистости
----------------------------------	----------------------------------	--------------------------------------	------------------------------

для определения	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации	
<b>Горизонт А-2</b>					
7	0,63	0,150	2,7	0,144	0,875
<b>Горизонт М-0-1-А</b>					
8	0,58	0,207	2,5	0,200	1
<b>Горизонт М-0-1-Б</b>					
8	0,63	0,144	2,9	0,195	1
<b>Горизонт М-0-2-А</b>					
7	0,74	0,098	2,1	0,151	1
<b>Горизонт М-0-2-Б</b>					
6	0,63	0,280	2,2	0,243	0,857
<b>Горизонт М-0-3</b>					
7	0,62	0,233	2,1	0,213	1

В период с 01.01.20 г по 01.11.21 г в рамках проекта пробной эксплуатации на месторождении пробурены еще 2 оценочные скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9. На месторождении пробурено 8 скважин. Общая проходка с отбором керна составляет 135,07 м, вынос керна 89,27 м или 55,91 % от проходки.

Керном освещены горизонты А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3. Количество образцов анализов керна 246.

Наибольший вынос керна произведен в горизонте М-0-1-Б - 28.54/20.82 м, количество образцов керна составило 50, по горизонту М-0-1-А вынос керна составляет 23,02/22,02 м. Наименьший вынос по горизонту составляет 5.19/1.83м в М-0-2-Б, всего 5 образцов. Освещенность эффективных толщин лучше по горизонту М-0-1-А, вынос составил 25,42 м или 84,5% от проходки, отобрано 32 образцов керна.

Поднятый керн, в основном, представлен от светло до темно - серого цвета мелкозернистыми песчаниками слабой и средней крепости, встречаются буро-коричневые пески. Глины серые, зеленовато-серые, красновато-коричневые, алевроитовые средней крепости, аргиллиты серые, коричневые, твердые. Также присутствует пестрый гравий.

После визуального описания пород кернового материала и его фотографирования, были отобраны образцы на петрофизические исследования.

Помимо отбора и изучения керна проведены исследования на шламе пробуренных скважинах. Пробы отбирались до продуктивных отложений через каждые 5 м и в интервале продуктивных отложений через каждые 2 м. На пробах проводилось макроописание шлама, которые использовались для уточнения литологии разреза.

Представленные отчеты по исследованию образцов керна, выполнены в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» г. Шымкент.

**Таблица 1.2.4-3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонтов**

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	18	18	
	Среднее значение	171,7	0,143	
	Коэффициент вариации	1,209	0,126	

	Интервал изменения	0,184-626,8	0,047-0,238	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		19	19
	Среднее значение		0,20	0,55
	Коэффициент вариации		0,030	0,024
	Интервал изменения		0,16-0,26	0,43-0,71
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
<b>Горизонт М-0-1-А</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	
	Кол-во определений, шт.	52	52	
	Среднее значение	40,3	0,15	
	Коэффициент вариации	2,6	0,042	
	Интервал изменения	1,18-383,1	0,07-0,22	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	8
	Кол-во определений, шт.		20	20
	Среднее значение		0,22	0,47
	Коэффициент вариации		0,120	0,016
	Интервал изменения		0,15-0,39	0,35-0,55
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
<b>Горизонт М-0-1-Б</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	16	16	
	Среднее значение	12,1	0,15	
	Коэффициент вариации	4,918	0,163	
	Интервал изменения	1,28-113,2	0,11-0,257	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	8
	Кол-во определений, шт.		23	23
	Среднее значение		0,21	0,46
	Коэффициент вариации		0,028	0,074
	Интервал изменения		0,16-0,25	0,26-0,56
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	190		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
<b>Горизонт М-0-1-А</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	13	13	
	Среднее значение	125,5	0,22	
	Коэффициент вариации	1,788	0,035	
	Интервал изменения	1,7-557,9	0,12-0,27	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		15	15
	Среднее значение		0,21	0,49
	Коэффициент вариации		0,032	0,087
	Интервал изменения		0,15-0,27	0,20-0,60
Гидродинамические	Количество скважин, шт.			

исследования скважин	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
<b>Горизонт М-0-2-Б</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	4	4	
	Среднее значение	263,4	0,24	
	Коэффициент вариации	0,814	0,017	
	Интервал изменения	16,8-523,9	0,20-0,267	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		6	6
	Кол-во определений, шт.		13	13
	Среднее значение		0,23	0,43
	Коэффициент вариации		0,048	0,106
	Интервал изменения		0,20-0,32	0,19-0,54
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			
<b>Горизонт М-0-3</b>				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.		1	
	Кол-во определений, шт.	5	5	
	Среднее значение	314,4	0,23	
	Коэффициент вариации	1,425	0,049	
	Интервал изменения	11,6-1005,9	0,169-0,296	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		7	7
	Кол-во определений, шт.		15	15
	Среднее значение		0,26	0,59
	Коэффициент вариации		0,003	0,023
	Интервал изменения		0,24-0,28	0,50-0,73
Гидродинамические исследования Скважин	Количество скважин, шт.			
	Кол-во определений, шт.			
	Среднее значение			
	Коэффициент вариации			
	Интервал изменения			

## 2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 2.1 Климатические условия региона

В климатическом отношении территория месторождения относится к степной и полупустынной зонам. Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями

температуры воздуха. Максимальная температура воздуха  $+40+45^{\circ}\text{C}$ , суточные колебания температуры достигают  $23^{\circ}\text{C}$ , относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает  $-15-45^{\circ}\text{C}$ . Снежный покров незначительный, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Характерны сильные ветра, летом западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Жосалы и Злиха. Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от  $26,8$  до  $27,6^{\circ}\text{C}$ , а средние из абсолютных максимальных температур достигают  $40-42^{\circ}\text{C}$ . Суточные колебания температуры воздуха достигают  $14-16^{\circ}\text{C}$ . Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.2-1.

Средняя температура воздуха в июле приведена на рисунке 1.2-1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от минус  $10,8$  до минус  $13,8^{\circ}\text{C}$ , а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января от минус  $27$  до минус  $29^{\circ}\text{C}$ . Средняя абсолютная амплитуда составляет  $72-76^{\circ}\text{C}$ , а средняя годовая температура воздуха изменяется от  $7,0$  до  $8,6^{\circ}\text{C}$ .

Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 1.2-2 и 1.2-3.

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблице 1.2-4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах.

Относительная влажность  $\square 30\%$  и более  $80\%$  считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72- 86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%.

Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

**Таблица 1.2-1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха**

Наименован иестанции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Жосалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

**Таблица 1.2-2 - Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха**

Наименован иестанции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40

Жосалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

**Таблица 1.2-3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Жосалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

**Таблица 1.2-4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы**

Наименование станции	Температура				
	-10	-5	0	5	10
Саксаульская	1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
	15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
	288	253	226	200	173
Жосалы	14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
	24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
	312	267	235	206	179
Злиха	14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
	29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
	317	268	239	209	180

**Таблица 1.2-5 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Жосалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 1.2-7).

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл. 1.2-8), а в холодный - метели (табл. 1.2-9).

Как видно из таблицы 2.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Жосалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

**Таблица 1.2-6 - Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)**

Наименование станций	Направление ветра									
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль	
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16	
Жосалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6	
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15	

**Таблица 1.2-7 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)**



Наименование Станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Жосалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

**Таблица 1.2-8 - Число дней с пыльной бурей**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Жосалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

**Таблица 1.2-9 - Среднее число дней с метелью**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Жосалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

**Таблица 1.2-10 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Жосалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

**Атмосферные осадки.** Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

**Таблица 1.2-11 - Среднее многолетнее количество осадков**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII I	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Жосалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136

Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130
-------	----	----	----	----	----	---	---	---	---	----	----	----	-----

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 2.12, 2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

**Таблица 1.2-12 - Среднее число дней с грозой**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Жосалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

**Таблица 2.13 - Среднее число дней с градом**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Жосалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 1.2-14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Жосалы - 61 день, Злиха - 81 день.

**Таблица 1.2-14 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)**

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Жосалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, асходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 1.2-15), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

**Таблица 1.2-15 - Среднее число дней с туманом**

Наименование станции	Месяцы, год												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Жосалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18

**Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей**

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание 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.

На ст. Саксаульская среднее число дней с туманом составляет 5,2%, ст. Жосалы - 7,4%, ст. Злиха - 4,9%.

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

На ст. Саксаульская повторяемость штилей составляет 16%, на ст. Жосалы - 6%, на ст. Злиха - 15%.

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 фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен. Если слой приподнятой 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 2.16, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36% (февраль) до 42% (сентябрь).

**Таблица 1.2-16 - Годовой ход повторяемости инверсии в изучаемом районе, %**

Месяцы, год												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
38	36	37	37	37	38	38	40	42	42	40	39	39

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2-17.

*Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере*

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
---	------

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

### 2.1.1 Современное состояние воздушного бассейна

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, печи подогрева нефти и факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

По данным Информационного экологического бюллетеня (Астана, 2020) в 4 квартале 2020 года при проведении экспедиционных обследований по Кызылординской области показало, что содержание взвешенных веществ, диоксида серы, диоксид азота и оксида углерода находились в пределах допустимой нормы.

### 2.1.2 Гидрографическая характеристика

Экологическую оценку состояния водных ресурсов Кызылординской области характеризуют, в основном, следующие факторы: режим водности р.Сырдарья и уровневый режим Аральского моря. Река Сырдарья, как трансграничный водоток, проходит по территориям четырех Центрально-Азиатских государств и является одним из важнейших факторов устойчивого социально-экономического развития этих стран. Протяженность реки на территории Кызылординской области составляет – 1281 км, наличие орошаемых

земель – 215 тыс. га

До территории Кызылординской области в р.Сырдарья сбрасываются высокоминерализованные, содержащие пестициды воды 140 коллекторов с общим объемом до 12 км<sup>3</sup>, также на территории области сброс осуществляется с 3-х коллекторов. При этом коллекторно-дренажные воды составляют до 50% от общего объема, зачитываемого в водный баланс области.

По результатам лабораторных анализов, в соответствии с индексом загрязненности воды, р.Сырдарья на всём протяжении по-прежнему относится к умеренно-загрязненным водным объектам.

Бассейн Аральского моря представляет собой замкнутый бессточный регион, состоящий из 2-х самостоятельных бассейнов — Амударья и Сырдарья. Весь речной сток Аральского региона формируется за счёт сезонного таяния снега и ледников. Поверхностные воды бассейна Сырдарья составляет в среднем 37,7 км<sup>3</sup>/год. Основная часть (70%) формируется до выхода реки из Ферганской долины, а ещё 23% — на участке от Бекабада до Шардарьи.

Наиболее существенное проявление негативного воздействия вод на состояние экосистем бассейна обусловлено сокращением экологических пропусков в низовьях р.Сырдарья, вызывающих деградацию озерных и прудовых систем, естественных пойменных угодий, лугов и сенокосов.

Река Сырдарья - образуется при слиянии Нарына и Карадарьи в восточной части Ферганской долины. Сток Сырдарьи формируется в горной части бассейна. Питание преимущественно снеговое, в меньшей мере ледниковое и дождевое.

При выходе из Ферганской долины река пересекает Фархадские горы и далее течёт по обширной, местами заболоченной пойме шириной 14,7 км через Голодную степь.

В среднем течении (от Фархадских гор до Чардаринского водохранилища) в Сырдарью впадают реки Ангрен (Ахангаран), Чирчик и Келес. От Фархадского гидроузла начинается Южно-Голодностепский канал.

В нижнем течении Сырдарья протекает по восточной и северной окраинам песков Кызылкум; русло реки здесь извилисто и неустойчиво, в зимне-весенний период нередки паводки. Последний приток — Арыс. В низовьях реки на участке от города Туркестана до райцентра Жосалы имеется обширная пойма (шириной 10—50 км, длина около 400 км), пронизанная множеством протоков, местами заросшая тростником и тугаями, широко используемая для сельского хозяйства (рисоводство, бахчеводство, овощеводство, местами садоводство). В устье Сырдарья образует дельту (в районе города Казалинск) с многочисленными протоками, озёрами и болотами, используемую для бахчеводства.

Сырдарья ранее впадала в Аральское море, ныне, вследствие катастрофического снижения его уровня и распада моря на две части (в 1989 году), река впадает в северную часть моря (так называемое «Малое море»). Воды Сырдарьи в значительной мере разбираются на хозяйственные нужды, в связи с этим нынешний объём стока в устье снизился более чем в 10 раз (с 400 м<sup>3</sup>/с до 30 м<sup>3</sup>/с) по сравнению с условно-естественным периодом.

Аральское море - бывшее бессточное солёное озеро в Средней Азии, на границе Казахстана и Узбекистана. С 1960-х годов уровень моря (и объём воды в нём) стал быстро снижаться, в том числе и вследствие забора воды из основных питающих рек Амударья и Сырдарья с целью орошения, в 1989 году море распалось на два изолированных водоёма — Северное (Малое) и Южное (Большое) Аральское море. В 2014 году восточная часть Южного (Большого) Аральского моря полностью высохла, достигнув в тот год исторического минимума площади всего моря в 7297 км<sup>2</sup>. Временно разлившись весной 2015 года (до 10780 км<sup>2</sup> всего моря), к осени 2015 года его водная поверхность вновь уменьшилась до 8303 км<sup>2</sup>. До начала обмеления Аральское море было четвёртым по

величине озером в мире.

*Поверхностные воды.* На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

*Подземные воды.* Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;
- Водоносный горизонт альбских отложений.

### **2.1.3 Современное состояние водных ресурсов на месторождении**

На территории месторождения Кенбулак не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается.

Хозяйственно-бытовые и производственные сточные воды отводятся в септики, и далее по мере заполнения вывозятся специальным автотранспортом на ближайшие очистные сооружения по договору

В связи с вышеуказанным, мониторинг сточных вод на территории месторождения Кенбулак не проводится.

### **3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ**

**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**

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.

**3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды**

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 8, 9.

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

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Контракт на проведение разведки УВС между МЭиМР Республики Казахстан и ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» был предусмотрен на период разведки равным 5 (пяти) годам, с истечением срока разведки и срока действия Контракта до «15» октября 2009 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (Протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (Протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (2).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-II<sup>ар</sup> и K<sub>1nc2</sub>\_prod.

Согласно проектного документа **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.



**Первооткрывательницей месторождения** является скважина **Кенбулак-3**, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.»**. (3), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ **«Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»**, который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (4).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (4) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)»** (6), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (6) явился основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)»** (7), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

**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**

**5.1. Подготовка геолого-промысловой основы для проектирования пробной эксплуатации**

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории С2 в С1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 г., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

**5.2. Обоснование пространственных границ залежей для проведения пробной эксплуатации**

На основании бурения, интерпретации материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6 и Кенбулак-8, а также материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа, на месторождении Кенбулак установлены шесть продуктивных горизонтов в нижнемеловых отложениях.

По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены по промышленной категории С1 и предварительно оцененной – С2. Для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и газа промышленной категории С1, а запасы категории С2 требуют подтверждения бурением и получением промышленных притоков.

По материалам оперативного подсчета запасов (6), минимальная отметка водонефтяного контакта (ВНК) установлена по горизонту М-0-3 на глубине «минус» 1048,3 м, ввиду чего глубина для проведения пробной эксплуатации составит «минус» 1100 м.

На рисунке 2 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Кенбулак для проведения пробной эксплуатации, площадь которой составила 17,8 кв.км.

**Таблица 5.2-1-Координаты угловых точек границ Геологического отвода**

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 50' 00''	65° 18' 20''
2	45° 54' 10''	65° 18' 20''
3	46° 00' 00''	65° 14' 05''
4	46° 00' 00''	65° 21' 20''
5	45° 51' 58''	65° 21' 05''
6	45° 51' 44''	65° 31' 54''
7	46° 00' 00''	65° 32' 10''
8	46° 00' 00''	65° 39' 15''
9	45° 50' 01''	65° 38' 46''

**Таблица 5.2-2-Координаты угловых точек границ для проведения пробной эксплуатации на месторождении Кенбула**

№№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 51' 45"	65° 31' 08"
2	45° 50' 01"	65° 31' 02"
3	45° 50' 01"	65° 35' 26"
4	45° 51' 40"	65° 35' 30"

**Картограмма расположения геологического отвода  
в пределах блоков XXX-38-В(частично),С(частично); XXX-39-А(частично)**

Масштаб 1: 500 000

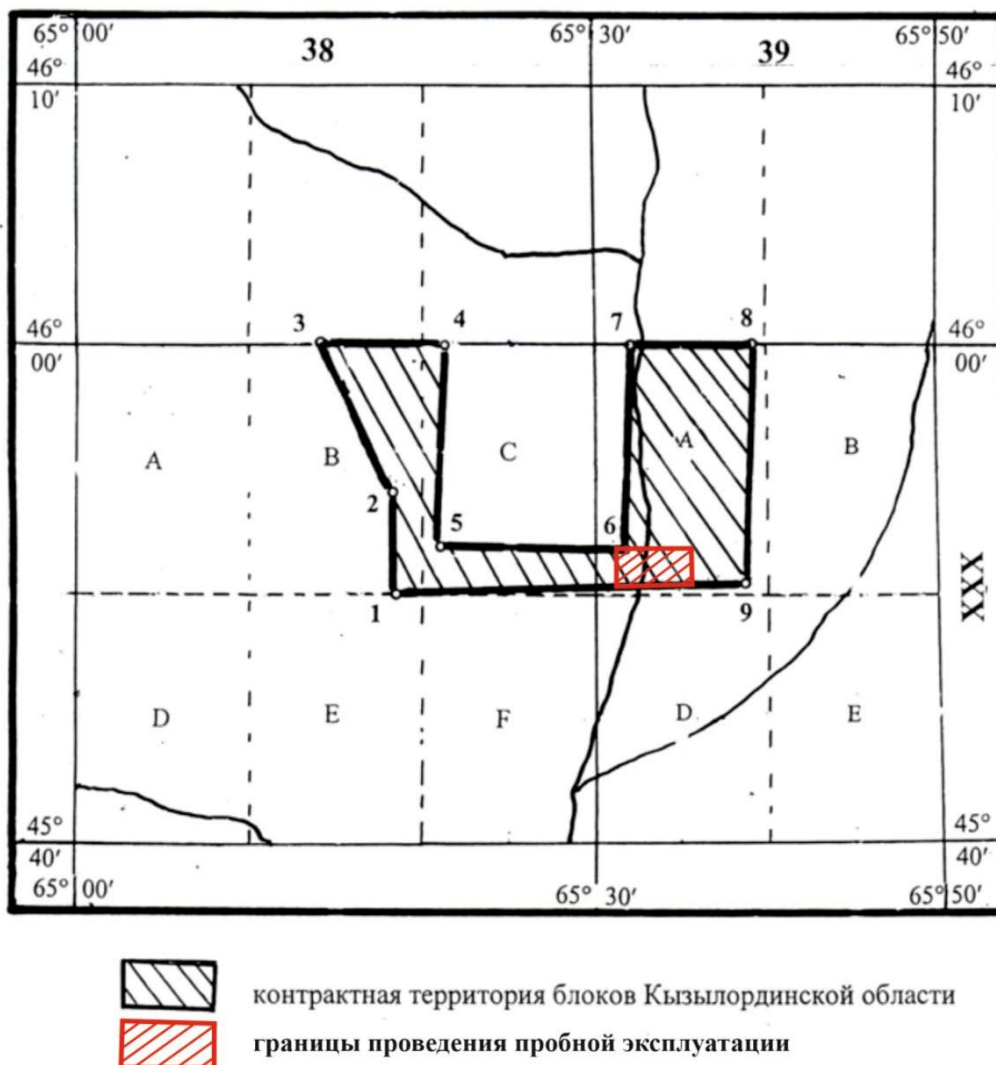


Рисунок 2 - Границы Геологического отвода и участка для проведения пробной эксплуатации месторождения Кентулак

### 5.3. Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

Вторичное вскрытие в скважинах проводилось после спуска и цементирования эксплуатационной колонны по общепринятой схеме: «снизу-вверх». Объектами опробования в скважинах явились практически все пласты, имеющие благоприятные геолого-геофизические характеристики. Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов проводилось в скважинах, заполненных глинистым раствором с теми же параметрами, что и при вскрытии при бурении, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ.

Опробование объектов проводилось при помощи перфораторов типа ЗПК 114-АТ-М, зарядами DYNWELL 39 gr и Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотность перфорации на погонный метр которых составляет 16-17 отверстий. Точность интервала перфорации контролировалась записью ГК и ЛМ. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементаж эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров,

герметичность которых определялась опрессовкой на 12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

С целью определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока, забойной температуры и давления, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны в скважине проведены в динамическом режиме следующие геофизические исследования комплексным прибором АГАТ-КСА-К9-М, содержащим датчики ВТ (высокочувствительный термометр), МН (манометр), ВЛГ (влагомер), РЕЗ (резистивиметр), СТ (термоиндикатор притока), РГД (большой и малый расходомер), ЛМ (локатор муфтовых соединений), ГК (гамма-каротаж для привязки глубин).

Глубины всех методов ГИС приведены к глубинам в открытом стволе скважины с использованием кривой ГК. Качество материалов удовлетворительное и соответствует допускам технических инструкций к скважинным приборам.

Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) наружного диаметра 73 мм спускалась на глубину от 1,7 м до 16,9 м выше верхних отверстий перфорации и на середину интервала перфорации в скважине Кенбулак-3 при опробовании горизонта М-0-1-Б. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления свабированием и компрессированием.

При получении фонтанного притока выполнены режимные гидродинамические исследования (ГДИ) методом установившихся отборов (МУО) в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5, а также не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД) в скважине Кенбулак-3.

Всего на месторождении Кенбулак пробурено восемь скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых опробованы семь скважин (кроме Кенбулак-6). Скважины Кенбулак-4 и Кенбулак-6 оказались за пределами контуров нефтеносности.

Результаты опробования поисково-разведочных и оценочных скважин представлены ниже.

**В скважине Кенбулак-2** проведено опробование двух интервалов.

В период с «22» по «28» августа 2013 г. в скважине Кенбулак-2 был опробован интервал 1380,0-1385,0 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1424,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1363,1 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего было извлечено 21,53 м<sup>3</sup> жидкости, а на устье зафиксирован приток газа.

Далее в период с «29» августа по «15» октября 2013 г. перфорирован интервал 1165,5-1169,0 м, приуроченный к горизонту М-0-2-Б. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1173,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1153,4 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего скважина кратковременно фонтанировала при работе на 6 мм диаметре штуцера, расчетным дебитом по нефти 38,0 м<sup>3</sup>/сут. За время опробования извлечено всего 35 м<sup>3</sup> жидкости, из которых: нефти 15 м<sup>3</sup> и воды – 20 м<sup>3</sup>.

**В скважине Кенбулак-3** проведено опробование пяти интервалов.

В период с «04» по «23» февраля 2013 г. в скважине Кенбулак-3 были опробованы интервалы 1386,7-1390,3 м и 1400,0-1403,9 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1735,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1385,0 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала 1400,0-1403,9 м было извлечено 26,6 м<sup>3</sup> жидкости, из которых: 1,6 м<sup>3</sup> нефти и 25,0 м<sup>3</sup> – жидкости глушения. После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м<sup>3</sup> технической воды, на устье – слабый приток газа.

В период с «06» по «10» марта 2013 г. был опробован интервал 1150,0-1153,8 м, приуроченный к горизонту М-0-2-А. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1220,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м. Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из интервала извлечено 36,3 м<sup>3</sup> жидкости (нефти 3,1 м<sup>3</sup>).

Далее в период с «10» марта по «08» июня 2013 г. в опробовании находился интервал 1132,9-1139,5 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было осуществлено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1145,6 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

В результате опробования интервала был получен фонтанирующий приток нефти с незначительной водой. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неуставившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «12» по «15» марта 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,1 МПа, 9,7 МПа и 9,3 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ( $P_{\text{нас}} = 9,3 \text{ МПа}$ ), при этом дебиты изменялись от 23,1 м<sup>3</sup>/сут (5 мм) до 39,7 м<sup>3</sup>/сут (9 мм), наблюдался также незначительное, но увеличение коэффициента продуктивности с 16,5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) до 18,0 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа). При работе скважины на 11 мм диаметре штуцера забойное давление составило 8,9 МПа, а дебит нефти – 44,8 м<sup>3</sup>/сут. При рассматриваемом режиме наблюдалось незначительное снижение коэффициента продуктивности до 17,2 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

По результатам исследования скважины МУО построена индикаторная диаграмма (ИД), которая характеризуется прямолинейной зависимостью, что свидетельствует о ламинарном течении жидкости к забою скважины и подчиняется закону Дарси (рисунок 5.3-1).

Замеренные на глубине 1136 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,5 МПа и 57,7 °С.

По результатам КВД («15» марта 2013 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,19 мкм<sup>2</sup>; гидропроводность – 0,62 мкм<sup>2</sup>\*м/мПа\*с; пьезопроводность – 0,22 м<sup>2</sup>/с; коэффициент продуктивности – 17,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа); радиус исследования составил 336,2 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,3, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 5,026 тыс.м<sup>3</sup> нефти и 341,940 тыс.м<sup>3</sup> попутного газа.

Опробование интервалов 1114,0-1116,0 м и 1119,5-1123,0 м, приуроченных к горизонту М-0-1-А продолжилось в период с «30» июня по «29» июля 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1098,8 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, далее получен пульсирующий фонтанный приток. Всего было извлечено 51,2 м<sup>3</sup> жидкости, из которых: нефти 32,86 м<sup>3</sup> и воды – 18,34 м<sup>3</sup>).

Замеренные на глубине 1120,0 м пластовые давление и температура составили соответственно 8,3 МПа и 58,1 °С. Замеренное пластовое давление оказалось ниже гидростатического и, вероятно, невосстановленное и в дальнейшем не принимается в расчетах.

Последний интервал 986,0-992,0 м, приуроченный к вышезалегающему горизонту А-2 был опробован в период с «30» июля по «08» августа 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 970,8 м.

Всего из интервала в период опробования было извлечено 125,8 м<sup>3</sup> нефти.

**В скважине Кенбулак-4** проведено опробование двух интервалов.

В период с «06» июня по «17» июля 2013 г. в скважине были опробованы интервалы 1200,8-1202,9 м и 1202,9-1206,9 м, приуроченные к горизонту М-0-3. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1375,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1192,8 м.

Вызов притока осуществлен компрессированием, в результате чего был получен приток воды с «пленкой» нефти.

В период с «20» по «29» июля 2013 г. в скважине опробован интервал 1132,9-1136,8 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1192,4 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1122,5 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате из перфорированного интервала было извлечено 85,98 м<sup>3</sup> пластовой воды.

**В скважине Кенбулак-5** проведено опробование трех интервалов.

В период с «02» по «06» июня 2013 г. в скважине был опробован интервал 1381,0-1384,0 м. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1431,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1369,9 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 22,05 м<sup>3</sup> пластовой воды.

Опробование интервала 1354,0-1360,0 м продолжили в период с «07» по «12» июня 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1362,9 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1341,4 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 44,5 м<sup>3</sup> жидкости с «пленкой» нефти.

Последний интервал 1192,0-1195,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3 в скважине опробован в период с «14» июня по «15» октября 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1246,3 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1185,0 м.

В результате опробования интервала, после свабирования и очитки призабойной зоны скважины был получен фонтанирующий приток безводной нефти. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методом установившихся (МУО).

Исследование МУО проведено «26» июня 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 3 мм, 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 3 мм и 5 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,3 МПа и 9,0 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ( $P_{\text{нас}} = 7,9$  МПа), при этом дебиты изменялись от 18,1 м<sup>3</sup>/сут (3 мм) до 28,8 м<sup>3</sup>/сут (5 мм), а при работе на 7

мм и 9 мм забойные давления были ниже давления насыщения и составили соответственно 7,6 МПа и 7,3 МПа, а дебиты изменялись от 48,0 м<sup>3</sup>/сут до 81,6 м<sup>3</sup>/сут. Отметим, что при работе скважины на 3 мм и 9 мм диаметре штуцера коэффициенты продуктивности были высокими и изменялись от 21,5 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) до 22,6 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа), а при работе на 5 мм и 7 мм диаметрах штуцера коэффициент продуктивности оставался стабильным на уровне 13,7 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

По результатам исследования скважины МУО построена индикаторная диаграмма (ИД), которая характеризуется в начале прямолинейной зависимостью, а затем выгибается параллельно оси дебитов, что говорит о «влиянии» газа либо дополнительном подключении низкопроницаемых пропластков при увеличении депрессии на пласты (рисунок 3.3.2).

Замеренные на глубине 1192 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,1 МПа и 61,5 °С.

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 1,348 тыс. м<sup>3</sup> нефти и 361,530 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа.

В скважине **Кенбулак-8** проведено опробование трех интервалов.

В период с «05» по «09» сентября 2019 г. в скважине был опробован интервал 1202,0-1204,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 29,17 м<sup>3</sup> нефти.

Опробование интервала 1105,0-1109,0 м, приуроченного к горизонту М-0-1-А было проведено в период с «07» по «15» августа 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 11,41 м<sup>3</sup> жидкости, из которых: 8,78 м<sup>3</sup> нефти и 2,63 м<sup>3</sup> – воды.

Последний интервал 978,0-988,0 м, приуроченный к горизонту А-2 был опробован в период с «16» по «18» сентября 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 28,4 м<sup>3</sup> нефти.

В скважине **Кенбулак-7** в период с «10» по «16» октября 2021 г. были опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м, приуроченные к горизонту М-0-2-А. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированных интервалов за 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере было извлечено 47,18 м<sup>3</sup> нефти и 6,97 м<sup>3</sup> пластовой воды.

Гидродинамические исследования не проводились.

В скважине **Кенбулак-9** в период с «28» августа по «03» сентября 2021 г. был опробован интервал 993,4-998,4 м, приуроченный к горизонту А-2. Вскрытие пластов было произведено зарядами 4505 Power Jet Omegz, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированного интервала за 6 дней фонтанным способом при 7-4 мм штуцере было извлечено 183,79 м<sup>3</sup> нефти и 3,65 м<sup>3</sup> пластовой воды.

Гидродинамические исследования не проводились.

Таким образом, в период опробования скважин были получены притоки различной интенсивности и характера. Гидродинамические исследования (ГДИ) проведены лишь на скважинах Кенбулак-3 (МУО и КВД) и Кенбулак-5 (МУО), которые показали:

- призабойная зона скважины Кенбулак-3 характеризуется отрицательным значением скин-фактора – «минус» 0,3, а также имеет большой радиус дренирования – 336,2 м, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны;



- в исследованных скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) коэффициенты продуктивности близки между собой и составляют соответственно 17,60 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа) и 17,65 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа);

- пластовые давления замерялись лишь в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5 в процессе ГДИ и оказались на уровне гидростатических, за исключением пластового давления, замеренного в скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала горизонта М-0-1-А;

- индикаторная кривая по скважине Кенбулак-3 характеризуется прямолинейным поведением и говорит о ламинарном течении жидкости к забою скважины, а по скважине Кенбулак-5 – в начальный период характеризуется ламинарным течением и при увеличении депрессии кривая изгибается параллельно оси дебитов и, вероятно, говорит о дополнительном подключении низкопроницаемых пропластков в работу либо о «влиянии» газа на забое.

В остальных скважинах ГДИ не были проведены ввиду отсутствия фонтанного притока.

За время опробования было добыто 7,1 тыс.т нефти.

На основании результатов опробования скважин были расчетным путем определены начальные пластовые давления и температуры, которые представлены в таблице 3.3.1. Безусловно, в процессе реализации настоящего проектного документа необходимо уточнить начальные и текущие термобарические характеристики продуктивных горизонтов.

Так, пластовая температура описывается уравнением:

$$T_{пл} = 0,0463 * H + 13,682$$

$T_{пл}$  – пластовая температура, °С;

$H$  – глубина в абс.отм., м.

Пластовое давление описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,0118 * H$$

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$H$  – глубина в абс.отм., м.

Градиенты начальной температуры и давления в продуктивных горизонтах составляют соответственно 4,63 °С и 1,18 МПа на 100 м.

В таблице 5.3-2 представлены результаты опробования скважин, в таблицах 5.3-3 и 5.3-4 – соответственно результаты ГДИС МУО и КВД.

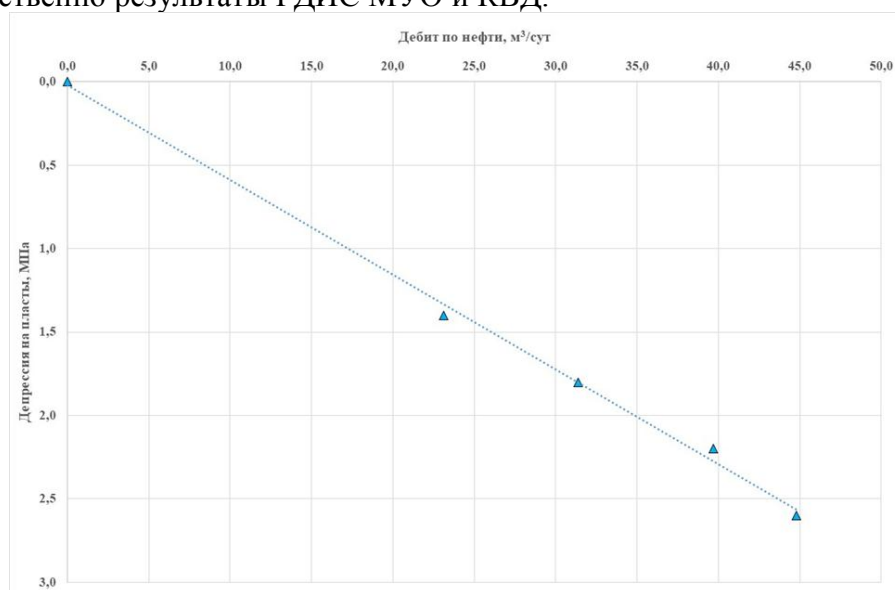


Рисунок 3. – Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-3. Горизонт М-0-1-Б

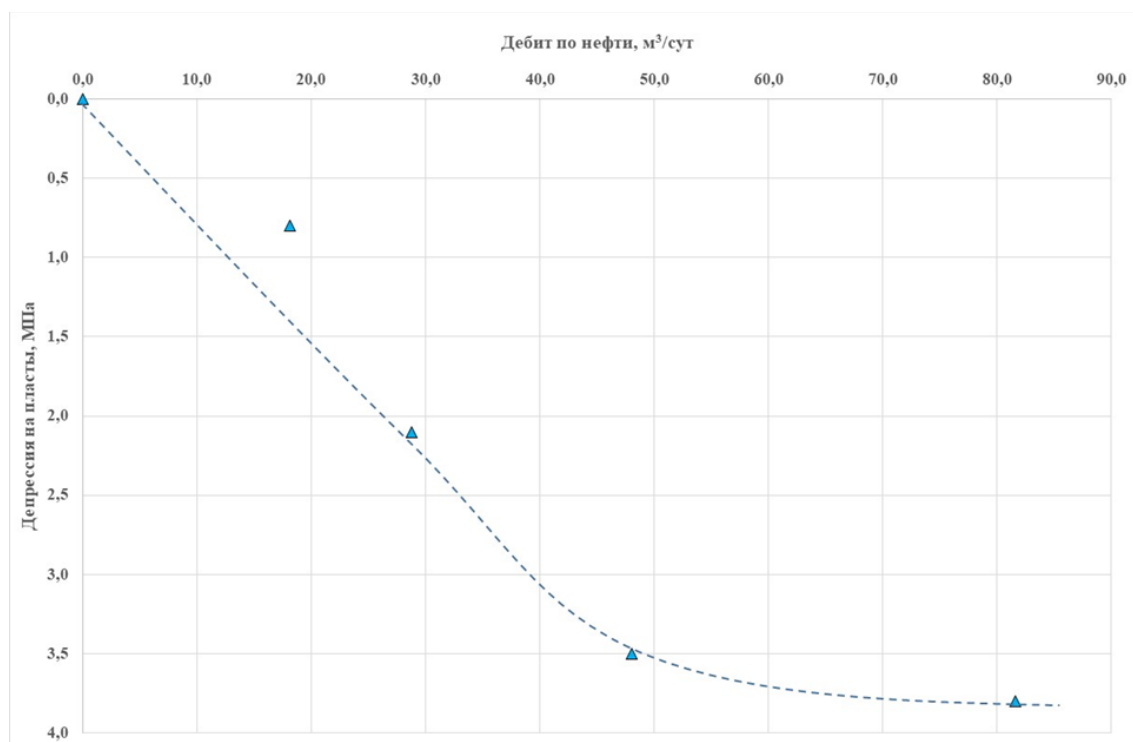


Рисунок 4.— Индикаторная диаграмма по скважине Кенбулак-5. Горизонт М-0-3

**Таблица 5.3-1 - Начальные термобарические параметры приведенные к УВНК по горизонтам**

Горизонт	Условный водонефтяной контакт, м	Начальные параметры	
		давление, МПа	температура, °С
A-2	-840,0	9,9	52,6
M-0-1-A	-970,0	11,4	58,6
M-0-1-B	-990,0	11,7	59,5
M-0-2-A	-1010,0	11,9	60,4
M-0-2-B	-1030,0	12,1	61,4
M-0-3	-1048,3	12,4	62,2

**Таблица 5.3-2 – Результаты опробования поисково-разведочных скважин в эксплуатационной колонне**

Скважина	Период исследования	Интервал перфорации, м	Горизонт	Тип перфоратора	Способ опробования	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Пластовое давление, МПа	Дебиты скважин			Температура, °С	Результаты опробования
									нефть, м³/сут	жидкости, м³/сут	газа, тыс. м³/сут		
Кенбулак-2	22.08.2013-28.08.2013	1380,0-1385,0	-	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1363,1	1424,0	-	-	-	-	-	Извлечено 21,53 м³ жидкости, на устье - приток газа.
Кенбулак-2	29.08.2013-15.10.2013	1165,5-1169,0	M-0-2-B	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование, фонтан	73,0 / 1153,4	1173,0	-	38,0	-	-	-	Извлечено 35,0 м³ жидкости (нефть 15 м³ и техническая вода - 20 м³). Расчетный дебит при фонтанировании на 6 мм диаметре штуцера, после перестрела интервала.
Кенбулак-3	04.02.2013-	1386,7-1390,3	-	DynaWell, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1385,0	1735,0	-	-	-	-	-	Из интервала 1400,0-1403,9 м

	23.02.2013	1400,0-1403,9											извлечено 26,6 м <sup>3</sup> жидкости (нефть 1,6 м <sup>3</sup> и жидкость глушения - 25 м <sup>3</sup> ). После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м <sup>3</sup> технической воды, на устье - слабый приток газа
Кенбулак -3	06.03.2013-10.03.2013	1150,0-1153,8	М-0-2-А	DynaWell, 17 отв. / м	Свабирование	73,0 / 1137,4	1220,0	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 36,3 м <sup>3</sup> жидкости (нефти 3,1 м <sup>3</sup> )
Кенбулак -3	10.03.2013-08.06.213	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	DynaWell, 17 отв. / м	Фонтан	73,0 / 1137,4	1145,6	11,5	23,1-44,8	0,5-1,0	-	57,7	Исследование МУО проведено манометром «Микон-107». При опробовании извлечено 5,026 тыс.м <sup>3</sup> нефти и 341,94 тыс.м <sup>3</sup> растворенного в нефти газа
Кенбулак -3	16.06.2013-29.07.2013	1114,0-1116,0 1119,5-1123,0	М-0-1-А	Schlumberger 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирование, пульсирующий фонтан	73,0 / 1098,8	1126,5	8,3	-	-	-	58,1	Из интервала извлечено 51,2 м <sup>3</sup> жидкости (нефть 32,86 м <sup>3</sup> и воды - 18,34 м <sup>3</sup> ). Давление

													на глубине 1120 м.
Кенбулак -3	30.07.201 3- 08.08.201 3	986,0-992,0	A-2	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирова ние	73,0 / 970,8	1126,5	-	-	-	-	-	Из интервала извлечено 125,8 м <sup>3</sup> нефти.
Кенбулак -4	06.06.201 3- 17.07.201 3	1200,8- 1202,9 1202,9- 1206,9	M-0-3	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Компрес- сирование	73,0 / 1192,8	1375,0	-	-	-	-	-	Приток воды с «пленкой» нефти.
Кенбулак -4	20.07.201 3- 29.07.201 3	1132,9- 1136,8	M-0-1-Б	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирова ние	73,0 / 1122,5	1192,4	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 85,98 м <sup>3</sup> пластовой воды.
Кенбулак -5	02.06.201 3- 06.06.201 3	1381,0- 1384,0	-	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирова ние	73,0 / 1369,9	1431,0	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 22,05 м <sup>3</sup> пластовой воды.
Кенбулак -5	07.06.201 3- 12.06.201 3	1354,0- 1360,0	-	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирова ние	73,0 / 1341,4	1362,9	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 44,5 м <sup>3</sup> жидкости с «пленкой» нефти
Кенбулак -5	14.06.201 3- 15.10.201 3	1192,0- 1195,0	M-0-3	Schlumberg er 3406 PJ HMX, 17 отв. / м	Свабирова ние, фонтан	73,0 / 1185,0	1246,3	11,1				61,5	После очистки ПЗ, скважина зафонтанирова ла. При опробовании извлечено 1,348 тыс.м <sup>3</sup> нефти и

													361,530 тыс.м <sup>3</sup> растворенного в нефти газа
Кенбулак -7	10.10.202 1- 16.10.202 1	1139,4- 1140,6 1144,5- 1148,0	М-0-2-А	ЗКП 114, 17 отв. / м	Свабирова ние, фонтан	-	-	-	8,2- 10,6	9,0-12,2	-	-	Всего в период опробования из интервалов извлечено 47,2 м <sup>3</sup> нефти.
Кенбулак -8	05.09.201 9- 09.09.201 9	1202,0- 1204,0	М-0-3	ЗПК 114- АТ-М, 16 отв. / м	Свабирова ние	-	-	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 29,17 м <sup>3</sup> нефти.
Кенбулак -8	07.08.201 9- 15.08.201 9	1105,0- 1109,0	М-0-1-А	ЗПК 114- АТ-М, 16 отв. / м	Свабирова ние	-	-	-	-	-	-	-	Из интервала извлечено 11,41 м <sup>3</sup> жидкости (нефть 8,78 м <sup>3</sup> и воды – 2,63 м <sup>3</sup> ).
Кенбулак -8	16.09.201 9- 18.09.201 9	978,0-988,0	А-2	ЗПК 114- АТ-М, 16 отв. / м	Свабирова ние	-	-	-	-	-	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 28,4 м <sup>3</sup> нефти.
Кенбулак -9	28.08.202 1- 03.09.202 1	993,4-998,4	А-2	4505 Power Jet Omega, 17 отв. / м	Свабирова ние, фонтан	-	-	-	28,6- 52,7	29,1-53,8	-	-	Всего в период опробования из интервала извлечено 183,8 м <sup>3</sup> нефти.

**Таблица 5.3-1 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО)**

Скважина	Период исследования	Интервал отбора, м	Горизонт	Глубина пусковой колонны, м	Ствол скважины	Структура	Давление, МПа	Наклон	Дебиты скважин	Температура, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, мПа·с	Растворенный газ, %
----------	---------------------	--------------------	----------	-----------------------------	----------------	-----------	---------------	--------	----------------	-----------------	------------------------------	-----------------	---------------------

							пластовое	забойное		нефти, м <sup>3</sup> /сут	воды, м <sup>3</sup> /сут	газа, тыс. м <sup>3</sup> / сут		
Кенбулак-3	12.03.2013- 15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	73,0/1118,2	1145,6	5 7 9 11	11,5	10,1 9,7 9,3 8,9	1,4 1,8 2,2 2,5	23,1 31,4 39,7 44,8	0,5 0,6 0,8 1,0	- - - -	17,60	57,7
Кенбулак-5	23.06.2013	1192,0-1195,0	М-0-3	73,0/1185,0	1246,3	3 5 7 9	11,1	10,3 9,0 7,6 7,3	0,8 2,1 3,5 3,9	18,1 28,8 48,0 81,6	- - - -	- - - -	17,65	61,5

**Таблица 5.3-2 – Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД)**

Скважина	Дата проведения	Интервал перфорации, м	Горизонт	Пластовое давление, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент гидропроводности, мкм <sup>2</sup> *м/МПа*с	Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	Скин-фактор	Радиус дренирования	Примечание
Кенбулак-3	15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	11,5	17,60	0,19	0,62	0,22	-0,3	336,2	Манометр на 1136 м

#### 5.4. Текущее состояние пробной эксплуатации

##### *Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации*

На месторождении Кенбулак пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.11.2021 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

В таблице 5.4-1 представлена характеристика пробуренных скважин, в таблице 3.4.2 – техническое состояние.

**Скважина Кенбулак-2.** Введена в пробную эксплуатацию на III объект (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б) в октябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 1,8 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 7,8 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 7,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м<sup>3</sup>/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м<sup>3</sup> газа.

**Скважина Кенбулак-3.** Введена в пробную эксплуатацию на II объект (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 0,5 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 4,7 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 23,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м<sup>3</sup>/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м<sup>3</sup> газа.

**Скважина Кенбулак-5.** Введена в пробную эксплуатацию на IV объект (горизонт М-0-3) в ноябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 1,5 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 4,4 т/сут с газовым фактором 351,4 м<sup>3</sup>/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м<sup>3</sup> газа.

**Скважина Кенбулак-8.** Введена в пробную эксплуатацию на I объект (горизонт А-2) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 2,0 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 8,9 т/сут с газовым фактором 85,3 м<sup>3</sup>/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м<sup>3</sup> газа.

**Таблица 5.4-1 – Характеристика пробуренных скважин**

№№ п/п	Наименование	Объект / Горизонт				В целом по месторождению
		I (А-2)	II (М-0-1-А+ М-0-1-Б)	III (М-0-1-А+ М-0-1-Б)	IV (М-0-3)	



1	Пробурено	-	-	-	-	<b>8</b>
2	В эксплуатационном фонде	1	1	1	1	<b>5</b>
3	в том числе:	-	-	-	-	-
4	действующие	1	1	1	1	<b>5</b>
5	бездействующие	-	-	-	-	-
6	в простое	-	-	-	-	-
7	в испытании	-	-	-	-	-
8	В консервации	-	-	-	-	<b>1</b>
9	В опробовании	-	-	-	-	<b>2</b>
10	В ликвидации	-	-	-	-	<b>1</b>

**Таблица 5.4-2 – Техническое состояние пробуренных скважин**

Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина, м		Горизонт	
		начало	конец	проект	факт	проект	факт
Кенбулак-2	поисковая	26.05.2013	19.07.2013	1500	1444	Pz	Pz
Кенбулак-3	поисковая	18.08.2012	30.09.2012	1500	1757	Pz	Pz
Кенбулак-4	поисковая	23.08.2012	26.09.2012	1500	1569	Pz	Pz
Кенбулак-5	поисковая	19.03.2013	03.05.2013	1500	1451	Pz	Pz
Кенбулак-6	разведочная	05.05.2019	20.05.2019	1500	1700	Pz	Pz
Кенбулак-8	разведочная	04.06.2019	23.06.2019	1500	1438,28	Pz	Pz
Кенбулак-7	оценочная	20.08.2021	14.09.2021	1500	1260	K1nc2	K1nc2
Кенбулак-9	оценочная	23.07.2021	16.08.2021	1500	1374	K1nc2	K1nc2

Продолжение таблицы 5.4-2

Конструкция скважин								
кондуктор			техническая колонна			эксплуатационная колонна		
диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м	диаметр, мм	глубина спуска, м	ВПЦ, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
324,0	55,0	0,0	244,5	652,0	0,0	168,3	1442,7	20,0
324,0	61,0	0,0	244,5	653,0	0,0	168,3	1753,4	120,0
324,0	59,8	0,0	244,5	650,3	0,0	168,3	1560,0	158,6

**Продолжение таблицы 3.4.2**

1	2	3	4	5	6	7	8	9
324,0	67,8	0,0	244,5	652,0	0,0	168,3	1444,0	139,0
324,0	70,8	0,0	244,5	658,6	0,0	168,3	-	-
324,0	68,2	0,0	244,5	647,0	0,0	168,3	1433,6	0,0
324,0	76,5	0,0	244,5	656,6	0,0	168,3	1256,6	12,0
324,0	82,9	0,0	244,5	657,7	0,0	168,3	1370,9	17,2

### 5.5. Характеристика отборов нефти, жидкости и газа

Как уже выше отмечалось, в пробную эксплуатацию месторождение Кенбулак вступило в сентябре 2020 г., вводом из временной консервации скважин Кенбулак-3 на II объект эксплуатации и Кенбулак-8 на I объект эксплуатации.

Далее в октябре 2020 г. введена в пробную эксплуатацию скважина Кенбулак-2 на III объект эксплуатации и в ноябре 2020 г. скважина Кенбулак-5 на IV объект эксплуатации.

Всего из месторождения Кенбулак в 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 4,177 тыс.т нефти, 4,231 тыс.т жидкости и 0,419 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность на уровне 1,3 %. Средний газовый фактор составил 100,4 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец года – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 373 сут.

За десять месяцев 2021 г. из месторождения Кенбулак за счет пробной эксплуатации было отобрано 12,710 тыс.т нефти, 13,178 тыс.т жидкости и 1,392 млн.м<sup>3</sup> газа.

Обводненность текущая на уровне 3,6 %. Средний газовый фактор составил 109,5 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,6 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 1138 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из месторождения Кенбулак было отобрано всего 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 16,887 тыс.т нефти, 17,409 тыс.т жидкости и 1,811 млн.м<sup>3</sup> газа.

Ниже приведена краткая характеристика основных технологических показателей пробной эксплуатации по продуктивным горизонтам месторождения Кенбулак с начала пробной эксплуатации.

#### **Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)**

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 1,008 тыс.т нефти, 1,014 тыс.т жидкости и 0,086 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 122 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,792 тыс.т нефти, 2,836 тыс.т жидкости и 0,238 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из I объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 5,722 тыс.т нефти, 5,777 тыс.т жидкости и 0,462 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м<sup>3</sup> газа.

#### **Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)**

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 2,314 тыс.т нефти, 2,347 тыс.т жидкости и 0,197 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 21,8 т/сут, жидкости – 22,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 106 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 6,391 тыс.т нефти, 6,650 тыс.т жидкости и 0,545 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 3,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 24,1 т/сут, жидкости – 25,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из II объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 12,805 тыс.т нефти, 13,097 тыс.т жидкости и 1,084 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м<sup>3</sup> газа.

#### **Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)**

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,619 тыс.т нефти, 0,633 тыс.т жидкости и 0,053 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 2,2 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 6,7 т/сут, жидкости – 6,9 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 92 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,370 тыс.т нефти, 2,518 тыс.т жидкости и 0,202 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 5,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 7,8 т/сут, жидкости – 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из III объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м<sup>3</sup> газа.

**Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)**

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,237 тыс.т нефти, 0,238 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,2 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,5 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 53 сут.

За десять месяцев 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,157 тыс.т нефти, 1,174 тыс.т жидкости и 0,407 млн.м<sup>3</sup> газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м<sup>3</sup>/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,4 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.11.2021 г. из IV объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 2,494 тыс.т нефти, 2,511 тыс.т жидкости и 0,851 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м<sup>3</sup> газа.

В таблицах 5.5-3-5.5-7 представлены фактические показатели пробной эксплуатации как в целом по месторождению Кенбулак, так и по объектам пробной эксплуатации.

**Таблица 5.5-3 – Показатели пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак**

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	4,2	12,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	11,3	24
3	Добыча жидкости, тыс.т	4,2	13,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	11,3	24,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,419	1,392
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	1,123	2,515
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,7	1,4
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,7	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,7	2,2
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,9	4,1
11	Обводнённость, %	1,27	3,55
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	100,4	109,5
13	Ввод добывающих скважин, скв.	4	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-
13.3	из других объектов	-	-
13.4	из временной консервации	4	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	11,2	11,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	11,3	11,6

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-4 – Показатели пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)**

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	1,0	2,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2,9	5,7
3	Добыча жидкости, тыс.т	1,0	2,8
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,9	5,7

5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,086	0,238
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,086	0,324
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	2,3
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,1	3,2
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,1	3,3
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,3	6,5
11	Обводненность, %	0,6	1,6
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	-
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	8,3	9,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	8,3	9,3

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-5 – Показатели пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)**

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,3	6,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	6,4	12,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,3	6,7
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	6,4	13,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,197	0,545
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,539	1,084
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,0	2,1
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,1	3,0
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,1	3,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,0	6,0
11	Обводненность, %	1,4	3,9
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	21,8	24,1
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	22,1	25,1

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-6 – Показатели пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б)**

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	0,6	2,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,6	3

3	Добыча жидкости, тыс.т	0,6	2,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	0,6	3,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,053	0,202
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,053	0,255
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,2	0,9
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,5	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,5	2,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,5	2,6
11	Обводненность, %	2,2	5,9
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	85,3	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	6,7	7,8
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	6,9	8,3

**Примечание:** \* - показатели с октября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-7 – Показатели пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)**

№.№ п/п	Показатели	Годы	
		2020*	2021**
1	Добыча нефти, тыс.т	0,2	1,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	1,3	2,5
3	Добыча жидкости, тыс.т	0,2	1,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1,3	2,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,083	0,406
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,445	0,851
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,3	0,5
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,1	0,7
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	0,1	0,7
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	0,8	1,4
11	Обводненность, %	0,2	1,4
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	351,4	351,4
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	-
13.1	<i>в т.ч.: из эксплуатационного бурения</i>	-	-
13.2	<i>из разведочного (оценочного) бурения</i>	-	-
13.3	<i>из других объектов</i>	-	-
13.4	<i>из временной консервации</i>	1	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	4,5	4,4
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	4,5	4,4

**Примечание:** \* - показатели с ноября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

### **Выработка запасов нефти из пластов**

#### **Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)**

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-8. которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 6,5 %. Текущая нефтеотдача составила 2,3 %.

**Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)**

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-3, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 6,0 %. Текущая нефтеотдача составила 2,1 %.

**Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)**

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в октябре 2020 г скважиной Кенбулак-2, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 2,6 %. Текущая нефтеотдача составила 0,9 %.

**Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)**

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в ноябре 2020 г скважиной Кенбулак-5, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.11.2021 г. составила 1,4 %. Текущая нефтеотдача составила 0,5 %.

В целом по **месторождению Кенбулак** по состоянию изученности на 01.11.2021 г. было отобрано 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м<sup>3</sup> растворенного в нефти газа. От утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 4,1 %. Достигнутая нефтеотдача составила 1,4 %.

Около 53,3 % всей добычи нефти, произведенной из месторождения, обеспечил объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б).

**Характеристика энергетического состояния**

За время пробной эксплуатации месторождения Кенбулак с сентября 2020 г. и по настоящее время гидродинамические исследования не проводились.

**Сопоставление фактических и проектных показателей пробной эксплуатации**

Как известно из предыдущих разделов, действующим проектным документом является **«Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)»**.

Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации представлены в таблицах 5.5-8-5.5-12.

Как видно, из предоставленных таблиц, проектные показатели пробной эксплуатации как по объектам, так и по месторождению Кенбулак в целом в 2020 г. и 2021 г. не были достигнуты. Основными причинами невыполнения запланированных уровней добычи нефти являются прежде всего несоответствие дебитов скважин по нефти и времени эксплуатации скважин.

**Таблица 5.5-8 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации в целом по месторождению Кенбулак**

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	12,3	4,2	34,6	12,7
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,6	11,3	52,2	24,0
3	Добыча жидкости, тыс.т	12,6	4,2	35,7	13,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,8	11,3	53,5	24,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	1,753	0,419	4,958	1,392
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	2,457	1,123	7,414	2,515

7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	0,7	3,1	1,4
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,1	0,7	6,0	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	2,3	0,7	6,7	2,2
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,0	1,9	9,0	4,1
11	Обводнённость, %	1,9	1,27	3	3,55
12	Газовый фактор, м³/т	142,5	100,4	143,3	109,5
13	Ввод добывающих скважин, скв.	4	4	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	4	4	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4	4	4
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	4	4	4	4
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	25,2	11,2	24,1	11,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	25,7	11,3	24,8	11,6
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,94	0,983	0,936

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-9 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту I (горизонт А-2)**

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,4	1	6,7	2,8
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	2,5	2,9	9,2	5,7
3	Добыча жидкости, тыс.т	2,4	1	6,8	2,8
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	2,5	2,9	9,3	5,7
5	Добыча растворенного газа, млн.м³	0,204	0,086	0,568	0,238
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м³	0,204	0,086	0,772	0,324
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,0	1,1	3,7	2,3
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,8	1,1	7,7	3,2
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	2,8	1,1	8,0	3,3
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,9	3,3	10,7	6,5
11	Обводнённость, %	0,3	0,6	1,4	1,6
12	Газовый фактор, м³/т	85	85,3	84,8	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	19,6	8,3	18,6	9,2
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	19,7	8,3	18,8	9,3
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	1	0,983	1

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-10 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту II (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б)**

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,8	2,3	10,8	6,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	7,9	6,4	18,7	12,8
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,9	2,3	11,1	6,7
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	8	6,4	19,1	13,1

5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,324	0,197	0,919	0,545
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,666	0,539	1,585	1,084
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,3	1,0	3,1	2,1
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,8	1,1	5,2	3,0
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,9	1,1	5,4	3,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,8	3,0	9,0	6,0
11	Обводненность, %	2,5	1,4	3,2	3,9
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	85,3	85,3	85,1	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	31,1	21,8	30	24,1
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	31,9	22,1	31	25,1
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,869	0,983	0,872

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-11 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту III (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б)**

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	3,5	0,6	9,6	2,4
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,5	0,6	13,1	3
3	Добыча жидкости, тыс.т	3,6	0,6	10,1	2,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,6	0,6	13,8	3,1
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,297	0,053	0,821	0,202
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,297	0,053	1,118	0,255
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	1,1	0,2	4,0	0,9
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,1	0,5	8,4	2,1
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	3,1	0,5	8,7	2,1
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	3,1	0,5	11,5	2,6
11	Обводненность, %	3,5	2,2	5,1	5,9
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	84,9	85,3	85,5	85,3
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	28,5	6,7	26,8	7,8
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	29,5	6,9	28,3	8,3
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	1	0,983	1

**Примечание:** \* - показатели с октября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

**Таблица 5.5-12 – Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по объекту IV (горизонты М-0-3)**

№№ п/п	Показатели	Годы			
		2020		2021	
		проект	факт*	проект	факт**
1	Добыча нефти, тыс.т	2,6	0,2	7,5	1,2
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,7	1,3	11,2	2,5



3	Добыча жидкости, тыс.т	2,7	0,2	7,6	1,2
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	3,7	1,3	11,3	2,5
5	Добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	0,929	0,083	2,649	0,406
6	Накопленная добыча растворенного газа, млн.м <sup>3</sup>	1,29	0,445	3,94	0,851
7	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,7	0,3	2,3	0,5
8	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	1,5	0,1	4,4	0,7
9	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов нефти (ТИЗ), %	1,5	0,1	4,5	0,7
10	Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), %	2,1	0,8	6,5	1,4
11	Обводненность, %	0,5	0,2	1,2	1,4
12	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	357,3	351,4	353,2	351,4
13	Ввод добывающих скважин, скв.	1	1	-	-
13.1	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	-	-	-	-
13.2	из разведочного (оценочного) бурения	-	-	-	-
13.3	из других объектов	-	-	-	-
13.4	из временной консервации	1	1	-	-
14	Фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
15	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года), скв.	1	1	1	1
16	Среднегодовой дебит одной скважины по нефти, т/сут	21,7	4,5	21	4,4
17	Среднегодовой дебит одной скважины по жидкости, т/сут	21,8	4,5	21,3	4,4
18	Коэффициент эксплуатации, д.ед.	1	0,869	0,983	0,872

**Примечание:** \* - показатели с сентября 2020 по декабрь 2020 гг.

\*\* - показатели с января 2021 по октябрь 2021 гг.

## 5.6. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

По материалам оперативного подсчета запасов нефти и газа (6), на месторождении Кенбулак установлено шесть продуктивных горизонтов – А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3, приуроченные к нижнемеловым отложениям. По всем продуктивным горизонтам запасы нефти и газа оценены как по промышленной категории С1 (в районе опробованных в эксплуатационной колонне скважин, где получены промышленные притоки нефти), так и предварительно оцененной категории С2.

Как известно, для проведения пробной эксплуатации могут быть задействованы лишь запасы нефти и газа промышленной категории С1.

Почти третья часть утвержденных ГКЗ Республики Казахстан как геологических, так и извлекаемых запасов нефти промышленной категории С1 в пределах Контрактной территории сосредоточены в горизонте М-0-3, чуть более пятой части – продуктивном горизонте М-0-1-А, на продуктивные горизонты А-2, М-0-1-Б и М-0-2-А приходятся по 14-15 % запасов и на горизонт М-0-2-Б – всего 6 %.

Как известно из предыдущих разделов, все выделенные горизонты были опробованы в скважинах и получены притоки различной интенсивности. Гидродинамические исследования (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО) проведены в фонтанировавших скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3), а также в процессе опробования и испытания в пробуренных, согласно действующего проектного документа (7), оценочных скважинах Кенбулак-7 и Кенбулак-9, по результатам которых определены фильтрационно-емкостные, продуктивные и термобарические характеристики. По остальным скважинам, ввиду отсутствия фонтанирующего притока, приведены лишь произведенные во время опробования отборы нефти и расчетные дебиты по нефти.

На текущем этапе разведанности для продолжения пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, ввиду близости глубин и термобарических условий залегания продуктивных пластов, учитывая, что водонефтяные контакты установлены условно и разделение продуктивных горизонтов носит чисто формальный характер, а также учитывая, что одной из задач пробной эксплуатации является получение новых и уточнение имеющихся данных, то продуктивные горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б, а также продуктивные

горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б можно рассматривать в качестве двух отдельных самостоятельных объектов, как и было предусмотрено в рамках действующего проектного документа (7).

Таким образом, на текущей стадии разведанности месторождения для продолжения пробной эксплуатации рекомендуется выделить четыре объекта:

- I-й объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й объект – продуктивный горизонт М-0-3.

Рекомендуемый вариант выделения объектов пробной эксплуатации позволит равномерно распределить и вовлечь запасы нефти в эксплуатацию.

Вместе с тем, эксплуатацию рассматриваемых объектов пробной эксплуатации планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, с дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Так, II-й объект планируется эксплуатировать скважиной Кенбулак-3, но, при этом, предпочтение необходимо уделить самостоятельной эксплуатации горизонта М-0-1-Б, ввиду резкого отличия продуктивных характеристик горизонтов рассматриваемого объекта. Одновременную эксплуатацию продуктивных горизонтов в скважине Кенбулак-3, несомненно, рекомендуется провести при условии выравнивания профиля притока, путем предварительного выполнения методов интенсификации притоков в продуктивном горизонте М-0-1-А, который характеризуется низкими продуктивными свойствами. Обязательным для выполнения будет комплекс ГИС-к по определению профиля притока до и после выполнения интенсификации притоков.

III-й объект планируется эксплуатировать скважиной Кенбулак-2, в которой опробован лишь горизонт М-0-2-Б и получен дебит по нефти 38,0 м<sup>3</sup>/сут при работе на 6 мм диаметре штуцера. Вышезалегающий горизонт М-0-2-А опробован лишь в скважине Кенбулак-3, в результате которого извлечено всего 3,114 м<sup>3</sup> нефти, а в скважине Кенбулак-2 рассматриваемый горизонт не опробован, но располагается на площади запасов промышленной категории С1. Учитывая вышеизложенное, перед одновременной эксплуатацией рассматриваемых продуктивных горизонтов, в скважине рекомендуется провести самостоятельное опробование вышезалегающего горизонта М-0-2-А, по результатам которых принять решение о необходимости дополнительного проведения методов интенсификации на горизонтах либо ввод в одновременную эксплуатацию без проведения интенсификации притоков.

Пробную эксплуатацию I-го и IV-го объектов планируется ввести вводом существующих скважин Кенбулак-8 и Кенбулак-5 соответственно, а также проектными опережающими добывающими скважинами Кенбулак-11 и Кенбулак-10 соответственно.

С целью уточнения имеющихся и получения дополнительной информации по фильтрационно-емкостным и продуктивным характеристикам пластов-коллекторов, рекомендуется провести дополнительное опробование и ГДИ (МУО, КВД, КВУ и т.д.) в существующих скважинах интервалов продуктивных пластов, которые ранее не были вовлечены в испытание. Проведение рекомендуемых дополнительных опробований и исследований позволит повысить уровень разведанности запасов нефти и уточнить параметры установленных горизонтов.

В таблице 5.6-1 представлены геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации.

**Таблица 5.5-1- Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации**

Параметры	Объекты пробной эксплуатации
-----------	------------------------------

	I	II	III	IV
	Горизонт А-2	Горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б	Горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б	Горизонт М-0-3
Средняя глубина залегания, м	981,3	1118,6	1154,6	1195,1
Тип залежи	Пластовые, сводовые			
Тип коллектора	Поровый, терригенный			
Площадь нефтегазоносности (категория C <sub>1</sub> / C <sub>2</sub> ), тыс.м <sup>2</sup>	1186 / 1735	1689 / 4053	1077 / 4286	1034 / 1248
Средняя общая толщина, м	6,1	17,0	16,2	15,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,7	10,9	8,4	2,8
Средняя пористость, д.ед.	0,20	0,21	0,23	0,26
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,54	0,53	0,54	0,59
Проницаемость (по керну), мД	274	66,1	143,5	253
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,607	0,641	0,519	0,185
Приведенная пластовая температура, °С	52,6	59,5	61,4	62,2
Приведенное пластовое давление, МПа	9,9	11,7	12,1	12,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,02*	1,02	1,02*	0,32
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,724*	0,724	0,724*	0,606
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,841	0,816	0,759	0,761
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,176*	1,176	1,176*	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,18	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,60	6,75	1,80	1,00
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,3*	9,3	9,3*	7,9
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	85,27*	85,27	85,27*	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,016*	1,016	1,016*	1,044
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	17,6	-	17,65
Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	-	-	-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	389	1777	1527	936
в том числе: по категории C <sub>1</sub>	246	594	325	494
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	129	562	475	306
в том числе: по категории C <sub>1</sub>	86	208	114	173
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,33	0,32	0,31	0,33
в том числе: по запасам категории C <sub>1</sub>	0,35	0,35	0,35	0,35

### 5.7. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

Как было отмечено в предыдущих разделах, пробную эксплуатацию рекомендуется продолжить выделением четырех объектов:

- I-й объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й объект – продуктивный горизонт М-0-3.

Рассматриваемые объекты пробной эксплуатации планируется вести существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кебулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

В таблице 5.7-1 представлены запасы нефти, которые будут вовлечены в пробную эксплуатацию по объектам месторождения Кенбулак.

**Таблица 5.7-1-Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию**

Скважина	Объект пробной эксплуатации	Горизонт	Начальные запасы нефти, утвержденные ГКЗ Республики Казахстан, тыс.т
----------	-----------------------------	----------	--

			геологические	извлекаемые
Кенбулак-8	I	А-2	123,0	43,0
Кенбулак-11			123,0	43,0
В целом по объекту I:			246,0	86,0
Кенбулак-3	II	М-0-1-А	365,0	128,0
		М-0-1-Б	229,0	80,0
В целом по объекту II:			594,0	208,0
Кенбулак-2	III	М-0-2-А	228,0	80,0
		М-0-2-Б	97,0	34,0
В целом по объекту III:			325,0	114,0
Кенбулак-5	IV	М-0-3	247,0	86,5
Кенбулак-10			247,0	86,5
В целом по объекту IV:			494,0	173,0

### 5.8. Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации

Для прогнозирования ориентировочных уровней добычи нефти и других технологических показателей пробной эксплуатации были приняты следующие исходные данные, которые были приведены в предыдущих главах.

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Пробная эксплуатация будет продолжена четырех объектов:

- **I-й объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами соответственно Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11 соответственно в 2022 и 2023 гг.

Во всех добывающих скважинах при эксплуатации рекомендуется поддерживать забойные давления выше или на уровне давления насыщения нефти газом, которые будут уточняться по результатам отбора и исследования проб нефти в процессе реализации настоящего проектного документа.

Для проектирования технологических показателей пробной эксплуатации проектные дебиты по нефти приняты по результатам фактической эксплуатации скважин: Кенбулак-8 – 8,9 т/сут; Кенбулак-3 – 23,5 т/сут; Кенбулак-2 – 7,5 т/сут; Кенбулак-5 – 4,4 т/сут. По проектной опережающей добывающей скважине Кенбулак-10 начальный проектный дебит по нефти принят по результатам ГДИ существующей скважины Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) на уровне 21,9 т/сут, а по проектной опережающей добывающей скважине Кенбулак-11 – по результатам ГДИ существующей скважины Кенбулак-8 (горизонт А-2) на уровне 19,8 т/сут.

Проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 вводятся в пробную эксплуатацию на объекты, в которых достигается низкая выработка начальных извлекаемых запасов нефти, чтобы предотвратить высокие отборы нефти, высокую выработку запасов нефти и преждевременное обводнение пластов, преследуя чисто исследовательские цели добычи.

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом на всем протяжении пробной эксплуатации, проектные опережающие добывающие скважины

планируется также эксплуатировать механизированным способом добычи, но, в случае фонтанирования – продолжить этим способом.

В рамках настоящего проектного документа рекомендуется проведение воздействий на призабойную зону скважин (ПЗС) для увеличения продуктивности и выравнивания профиля притоков в скважины. Прежде всего, методы воздействия с целью интенсификации притоков рекомендуется проводить на скважинах, эксплуатирующие одновременно два горизонта (Кенбулак-2 и Кенбулак-3), характеризующиеся резкими различиями фильтрационно-емкостных и продуктивных свойств. Также и на остальных скважинах для поддержания продуктивности скважин, в случае уменьшения его в процессе пробной эксплуатации, рекомендуется проводить вышеперечисленные либо иные методы интенсификации притоков.

Скважины рекомендуется эксплуатировать по следующему установленному графику: в течение шести месяцев после ввода поддерживать эксплуатацию скважины на одном режиме (число оборотов, число качаний, длина хода и т.д.) с постоянным замером забойного давления (в случае невозможности – замеры динамических уровней), а на седьмой месяц – останавливается от трех суток для регистрации восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ). В последующие месяцы цикл повторяется до конца пробной эксплуатации, но, только изменяется режим работы скважины.

В период остановок скважин не запрещается проводить также другие виды исследований: отбор глубинных и поверхностных проб флюидов; геофизические исследования скважин в колонне по контролю за разработкой пластов и эксплуатацией скважин и др.

Расчет объемов добычи сырого газа на период продолжения пробной эксплуатации производился по фактическим газовым факторам, которые соответствуют принятым по исследованиям глубинных проб газосодержаниям пластовой нефти. В процессе получения новых и уточнения имеющихся данных о физико-химических свойствах флюидов по результатам отборов и исследований глубинных и поверхностных проб, а также замеров промыслового газового фактора, объемы добычи сырого газа могут быть уточнены и скорректированы.

Коэффициент эксплуатации скважин при пробной эксплуатации принят исходя из необходимого времени для проведения исследовательских работ и составляет в среднем 0,98 д.ед.

В период пробной эксплуатации из месторождения Кенбулак планируется отобрать 38,3 тыс.т нефти, 41,7 тыс.т жидкости и 6,675 млн.м<sup>3</sup> сырого газа. При этом отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составит 10,4 %, а обводненность добываемой продукции достигнет 11,0 %. Коэффициент извлечения нефти достигнет всего 0,036 д.ед. при утвержденной величине 0,35 д.ед.

С учетом выше принятых условий и допущений, спрогнозированы проектные технологические показатели пробной эксплуатации как по объектам пробной эксплуатации, так и в целом по месторождению Кенбулак, которые в соответствии с рекомендациями «Методические рекомендации...» (10) представлены в таблицах 5.8-1-5.8-12.

На графическом приложении 16 представлена схема размещения пробуренных и проектных скважин на период пробной эксплуатации.

**Таблица 5.8-1. Показатели добычи нефти по скважинам**

Годы и периоды	Скважина	Способ эксплуатации	Объект пробной эксплуатации	Горизонт	Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Ожидаемая добыча нефти, тыс.т	Ожидаемая добыча нефти по кварталам, тыс.т			
							I	II	III	IV
2021	Кенбулак-8	мех.	I	А-2	1,3	0,492	-	-	-	0,492
2022		мех.				2,980	0,757	0,734	0,735	0,753

2023		мех.				1,522	0,70 4	0,71 4	0,10 4	-
2021	Кенбула к-11	мех.			6,0	-	-	-	-	-
2022		мех.				-	-	-	-	-
2023		мех.				3,119	1,32 7	1,53 6	0,25 7	-
2021	Кенбула к-3	мех.	II	M-0-1-A + M-0-1-B	11,3	1,275	-	-	-	1,27 5
2022		мех.				7,717	1,96 5	1,90 0	1,96 9	1,88 3
2023		мех.				4,021	1,82 2	1,88 9	0,30 9	-
2021	Кенбула к-2	мех.	III	M-0-2-A + M-0-2-B	9,1	0,445	-	-	-	0,44 5
2022		мех.				2,561	0,63 1	0,63 5	0,66 0	0,63 5
2023		мех.				1,364	0,63 8	0,62 0	0,10 5	-
2021	Кенбула к-5	мех.	IV	M-0-3	3,8	0,265	-	-	-	0,26 5
2022		мех.				1,514	0,37 7	0,39 0	0,37 6	0,37 1
2023		мех.				0,787	0,37 0	0,35 7	0,06 0	-
2021	Кенбула к-10	мех.			4,1	-	-	-	-	-
2022		мех.				6,387	0,66 7	1,94 1	1,87 0	1,90 9
2023		мех.				3,856	1,77 8	1,77 7	0,30 0	-

**Таблица 5.8-2- Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по скважинам**

Го ды и пер иод ы	Скв ажина	Да та вво да в про бную эксплу ата цию	Кате гори я сква жин ы	Среднегодовой дебит скважины			Пр и ем ис тос ть, м³/с ут	Добыча нефти, тыс.т		Отб ор уде льн ых зап асо в неф ти, тыс. .т	Добыча жидкост и, тыс.т		Об вод - нен нос ть, %	Добыча нефтяно го газа, млн.м³		Закачка воды, тыс.м³	
				не фт и, т/с ут	жид кос ти, т/су т	неф тян ого газа , тыс. м³/с ут		год ов ая	на ко пле нная		год ов ая	на ко пле нная		год ова я	на ко пле нная	год ов ая	на ко пле нная
2021	Кенбулак -8	ноя .21	разведочная	8,5	8,6	0,72 3	0,0	0,4 92	4,4	10,3	0,4 98	4,5	1,3	0,0 419 42	0,3 66	0,0	0,0
2022				8,3	8,8	0,70 8	0,0	2,9 80	7,4	17,2	3,1 67	7,6	5,9	0,2 540 84	0,6 20	0,0	0,0
2023				7,9	9,1	0,67 7	0,0	1,5 22	8,9	20,8	1,7 39	9,4	12,5	0,1 297 76	0,7 50	0,0	0,0
2021	Кенбулак -11	январь .23	проектная опережающая добыча	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023				17,6	20,1	1,50 3	0,0	3,1 19	3,1	7,3	3,5 65	3,6	12,5	0,2 659 96	0,2 66	0,0	0,0

2021	Кенб улак -3	ноя .21	поиск овая	22,0	22,7	1,878	0,0	1,275	14,1	6,8	1,317	14,4	3,2	0,108711	1,193	0,0	0,0
2022				21,5	23,5	1,834	0,0	7,717	21,8	10,5	8,443	22,8	8,6	0,658050	1,851	0,0	0,0
2023				20,8	24,1	1,777	0,0	4,021	25,8	12,4	4,654	27,5	13,6	0,342867	2,194	0,0	0,0
2021	Кенб улак -2	ноя .21	поиск овая	7,3	7,7	0,622	0,0	0,445	3,4	3,0	0,469	3,6	5,1	0,037946	0,293	0,0	0,0
2022				7,2	7,7	0,614	0,0	2,561	6,0	5,3	2,724	6,4	6,0	0,218371	0,511	0,0	0,0
2023				7,1	7,7	0,603	0,0	1,364	7,4	6,5	1,479	7,8	7,8	0,116293	0,627	0,0	0,0
2021	Кенб улак -5	ноя .21	поиск овая	4,3	4,4	1,524	0,0	0,265	2,7	3,1	0,268	2,7	1,2	0,092948	0,944	0,0	0,0
2022				4,3	4,5	1,494	0,0	1,514	4,2	4,9	1,598	4,3	5,3	0,531891	1,476	0,0	0,0
2023				4,1	4,4	1,434	0,0	0,787	5,0	5,8	0,855	5,2	8,0	0,276569	1,753	0,0	0,0
2021	Кенб улак -10	мар .22	проектная опережающая добыча	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022				21,1	22,3	7,410	0,0	6,387	6,4	7,4	6,744	6,7	5,3	2,244391	2,244	0,0	0,0
2023				20,3	22,1	7,135	0,0	3,856	10,2	11,8	4,191	10,9	8,0	1,354971	3,599	0,0	0,0

**Таблица 5.8-3- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости в целом по месторождению Кенбулак**

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора начальных извлекаемых		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча		Накопленная		Обводненность, %	Закачка воды,		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	2,5	0,4	0,4	24,6	4,2	0,015	2,6	2,6	25,2	20,1	3,0	0,0	0,0	0	0,281547	2,796
2022	21,2	3,6	3,8	45,8	7,9	0,028	22,7	22,7	47,9	42,8	6,7	0,0	0,0	0	3,906788	6,703
2023	14,7	2,5	2,7	60,5	10,4	0,036	16,5	16,5	64,4	59,3	11,0	0,0	0,0	0	2,48647	9,189

																1	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--

**Таблица 5.8-4 - Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению Кенбулак**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Прходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие скважины		Фонд добывающих скважин,			Фонд нагнетательных		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добытых	нагнетательных	газовых			всего	нагнетательных	всего	механизированных	газовых	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс. м³/сут	
2021	0	0	0	0	6	9,358	0	0	4	4	0	0	0	10,4	10,7	1,183468	0,0
2022	1	1	0	0	7	10,758	0	0	5	5	0	0	0	12,2	13,1	2,254870	0,0
2023	1	1	0	0	8	12,158	0	0	6	6	0	0	0	12,9	14,5	2,186101	0,0

**Таблица 5.8-5- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту I (горизонт А-2)**

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлеченных		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлеченных запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча		Накопленная		Обводненность, %	Закачка воды,		Компенсирующий отбор жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,5	0,6	0,6	4,4	5,1	0,018	0,5	0,5	4,5	4,5	1,3	0,00	0,00	0	0,041942	0,366
2022	3,0	3,5	3,7	7,4	8,6	0,030	3,2	3,2	7,6	7,6	5,9	0,00	0,00	0	0,254084	0,620
2023	4,6	5,4	5,9	12,0	14,0	0,049	5,3	5,3	12,9	12,9	12,5	0,00	0,00	0	0,395772	1,016

**Таблица 5.8-6- Характеристика основного фонда скважин по объекту I (горизонт А-2)**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала	Прходка бурением с начала	Выбытие скважины, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добытых	нагнетательных	газовых			всего	нагнетательных	всего	механизированных	газовых	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа	



		вающ их	ьн ых		раз вед ки, ед.	раз вед ки, тыс. м		ьн ых		анн ых			щи й	ут	т	, тыс. м³/с ут	
2021	0	0	0	0	1	1,437	0	0	1	1	0	0	0	8,5	8,6	0,723144	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,437	0	0	1	1	0	0	0	8,3	8,8	0,707756	0,0
2023	1	1	0	0	2	2,837	0	0	2	2	0	0	0	12,6	14,4	1,073424	0,0

**Таблица 5.5-1- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)**

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча		Накопленная		Обводненность, %	Закачка воды,		Компенсация отбора жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного	
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	1,3	0,6	0,7	14,1	6,8	0,024	1,3	1,3	14,4	10,3	3,2	0,00	0,00	0	0,108711	1,193
2022	7,7	3,7	4,0	21,8	10,5	0,037	8,4	8,4	22,8	18,8	8,6	0,00	0,00	0	0,658050	1,851
2023	4,0	1,9	2,2	25,8	12,4	0,043	4,7	4,7	27,5	23,4	13,6	0,00	0,00	0	0,342867	2,194

**Таблица 5.8-2- Характеристика основного фонда скважин по объекту II (горизонт М-0-1-А + М-0-1-Б)**

Год и период	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Прходка бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие		Фонд добывающих			Фонд нагнета		Среднегодовой дебит на 1			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добыщих	нагнетательных	всего			всего	нагнетательных	всего	механизированных	газовых	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс. м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	22,0	22,7	1,877562	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	21,5	23,5	1,834030	0,0

2023	0	0	0	0	1	1,757	0	0	1	1	0	0	0	20,8	24,1	1,777434	0,0
------	---	---	---	---	---	-------	---	---	---	---	---	---	---	------	------	----------	-----

**Таблица 5.8-3- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)**

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных		Накопленая добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча		Накопленная		Обводненность, %	Закачка воды,		Компенсация отбора жидкости закачкой, %	Добыча нефтяног	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2021	0,4	0,4	0,4	3,4	3,0	0,011	0,5	0,5	3,6	3,6	5,1	0,00	0,00	0	0,037946	0,293
2022	2,6	2,2	2,3	6,0	5,3	0,018	2,7	2,7	6,4	6,3	6,0	0,00	0,00	0	0,218371	0,511
2023	1,4	1,2	1,3	7,4	6,5	0,023	1,5	1,5	7,8	7,8	7,8	0,00	0,00	0	0,116293	0,627

**Таблица 5.8-4- Характеристика основного фонда скважин по объекту III (горизонт М-0-2-А + М-0-2-Б)**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.				Фонд скважин с начала разведки, ед.	Продукция бурением с начала разведки, тыс.м	Выбытие		Фонд добывающих			Фонд нагнет		Среднегодовой дебит на 1			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	опережающих добыщих	нагнетательных	газовых			всего	нагнетательных	всего	механизированных	газовых	всего	действующих	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс. м³/сут	
2021	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,3	7,7	0,622058	0,0
2022	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,2	7,7	0,613575	0,0
2023	0	0	0	0	1	1,444	0	0	1	1	0	0	0	7,1	7,7	0,602553	0,0

**Таблица 5.8-5- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по объекту IV (горизонт М-0-3)**

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных		Накопленая добыча	Отбор извлекаемых	Коэффициент извлечения	Годовая добыча		Накопленная		Обводненность,	Закачка воды,		Компенсация отбора жидкости	Добыча нефтяног	
		начальных	текущих				всего	мех. способ	всего	мех. способ		годовая	накопленная		годовая	накопленная

		- ны х	- щ их	а не фт и, ты с.т	зап асо в неф ти, %	нефт и, д.ед.					%		нн ая	закач кой, %		нн ая
202 1	0,3	0,2	0, 2	2,7	1,6	0,005	0, 3	0,3	2, 7	1,7	1,2	0,00	0,0 0	0	0,09 294 8	0,9 44
202 2	7,9	4,6	4, 6	10, 6	6,1	0,021	8, 3	8,3	11 ,1	10,0	5,3	0,00	0,0 0	0	2,77 628 2	3,7 21
202 3	4,6	2,7	2, 9	15, 3	8,8	0,031	5, 0	5,0	16 ,1	15,1	8,0	0,00	0,0 0	0	1,63 154 0	5,3 52

**Таблица 5.8-6- Характеристика основного фонда скважин по объекту IV (горизонт М-0-3)**

Год и пер иод ы	Ввод скважин из бурения, ед.				Фо нд скв ажи н с нач ала раз вед ки, ед.	Про ход ка бур ени с нач ала раз вед ки, тыс .м	Выбыт ие скважи н, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнета тельных		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Сре дне го- дов ая при еми с- тост ь, м³/с ут
	вс его	опере жаю щих добы ваю щих	наг нет а- тел ьн ых	газ ов ых			вс его	наг нет а- тел ьн ых	вс его	мех ани зи- ров анн ых	газ ов ых	вс его	дей ств у- ющ ий	не фт и, т/с ут	жид кост и, т/с ут	неф тян ого газа , тыс. м³/с ут	
202 1	0	0	0	0	1	1,45 1	0	0	1	1	0	0	0	4,3	4,4	1,52 3745	0,0
202 2	1	1	0	0	2	2,95 1	0	0	2	2	0	0	0	12, 0	12,7	4,21 3510	0,0
202 3	0	0	0	0	2	2,95 1	0	0	2	2	0	0	0	12, 1	13,2	4,26 2121	0,0

### 5.9. Программа и объем исследовательских работ по контролю за пробной эксплуатацией

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б, М-0-3.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.10.2019 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>, составляют: геологические 4664 тыс. т; извлекаемые 1483 тыс.т; растворенного газа, геологические – 650 млн.м³; извлекаемые- 204 млн.м³.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории С<sub>2</sub> в промышленную категорию С<sub>1</sub>. Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В рамках действующего проектного документа «Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» были пробурены 2 оценочные скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9), которые подтвердили выявленные залежи нефти.

На дату составления данного «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» в новых оценочных скважинах были опробованы 2 объекта (по одному в каждой скважине), отобраны поверхностные пробы нефти и газа, отобран керн (на момент написания данного проекта, керн находится в лаборатории на проведение специальных и стандартных исследований).

В рамках данного проектного документа предусматривается дополнительно пробурить 2 опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 с проведением в них опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбора флюидов и керна, а также проведение МУО и КВД (КВУ).

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород-коллекторов.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глини в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Основные виды исследовательских работ отражены в таблицах 5.9-1. и 5.9-2.

**Таблица 5.9-1 – Программа геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по доразведке месторождения**

Задачи	Виды работ	Объем работ	Сроки выполнения
1	2	3	4
<b>Обоснования геологической модели резервуара</b>			
1. Уточнение/изучение геологической модели месторождения	Сопоставление данных бурения скважин и сейсморазведки	10 скв	2022-2023гг
	Выделение внутри горизонтов, разобщенных между собой глинистыми пережимами продуктивных пластов	10 скв	2022-2023гг
	Изучение природы границ продуктивных пластов	10 скв	2022-2023гг

	Обоснование модели залежи	10 скв	2022-2023гг
2. Стратиграфия	Проведение на керновом материале исследования на петрофизические свойства	72 м	2022-2023гг
3. Обоснование ВНК	Проведение в скважинах испытаний на характер насыщения для уточнения границ контактов	2 скв	2022-2023гг
<b>Проведения промысловых исследований в скважинах</b>			
4. Определение добывных возможностей пластов-коллекторов в результате опробования объектов в скважинах	Индивидуальный план испытания в скважинах и проект пробной эксплуатации	10 скв	2022-2023гг
5. Проведение гидродинамических исследований для определения коэффициентов продуктивности, проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности	Метод установившихся отборов (МУО)	10 скв	2022-2023гг
	Снятие кривых восстановления давления (КВД) или уровня (КВУ)	10 скв	2022-2023гг
<b>Лабораторные и экспериментальные исследования</b>			
6. Определение типа коллектора	Определение граничного значения «коллектор-неколлектор»	50 образцов	2022-2023гг
	Проведение на керновом материале исследований для уточнения петрофизических зависимостей типа $R_p = \frac{1}{K_p} \Delta T = \frac{1}{K_p}$	50 образцов	
7. Нефтенасыщенность	Провести работы на керновом материале для уточнения зависимостей $R_n = \frac{1}{K_v}$	50 образцов	2022-2023гг
8. Проницаемость	Проведение дополнительных лабораторных измерений на керне.	50 образцов	2022-2023гг
9. Изучение пластового флюида	Проведение исследований пластовых свойств нефти, газа и воды.	В каждом объекте	2022-2023гг
	Проведение исследования на изучение товарных свойств нефти.		

**Таблица 5.9-2 – Сводная таблица объемов работ в период пробной эксплуатации**

Наименование исследовательских работ		ед. изм.	Объем работ		
1		2	3	4	5
Годы/периоды			2021	2022	2023
Бурение скважин		шт.	-	1	1
	в т.ч. опережающих добывающих	шт. (номер)	-	1	1
	оценочных	шт. (номер)	-	-	-
Обор керна		пог.м	-	36	36
	в т.ч. гориз. А-2		-	6	6
	гориз. М-0-1-А		-	6	6
	гориз. М-0-1-Б		-	6	6
	гориз. М-0-2-А		-	6	6
	гориз. М-0-2-Б		-	6	6
	гориз. М-0-3		-	6	6
Испытание скважин		шт.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	шт. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	шт. (номер)	-	1	1

<b>Лабораторные исследования</b>					
Анализ глубинных проб		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Анализ поверхностных проб		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Анализ пластовых вод		скв/иссл.	-	1	1
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-А	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	1	1
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	1	1
Стандартный анализ керна		кол. образцов	-	45	45
	в т.ч. гориз. А-2	образец (номер)	-	10	10
	гориз. М-0-1-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-А	образец (номер)	-	10	10
	гориз. М-0-2-Б	образец (номер)	-	15	15
	гориз. М-0-3	образец (номер)	-	10	10
Специальный анализ керна		кол. образцов	-	30	30
	в т.ч. гориз. А-2	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-1-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-А	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-2-Б	образец (номер)	-	5	5
	гориз. М-0-3	образец (номер)	-	5	5
<b>Комплекс исследовательских работ</b>					
Замер дебита нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давлений		скв/замеров	б/ежедневно		
Исследование МУО с построением индикаторных диаграмм и определением коэффициента продуктивности		скв/иссл.	-	5/8	5/8
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
.. Исследование методом КВД и/или КВУ с определением коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины, скин-фактора, гидродоупроводности и проницаемости		скв/иссл.	-	5/8	5/8
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
Исследование профиля притока		скв/иссл. (номер)	-	1/1	1/1
Определение пластового давления и пластовой температуры		скв/иссл.	-	5/5	5/5
	в т.ч. гориз. А-2	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2

	гориз. М-0-1-А+ М-0-1-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-2-А+ М-0-2-Б	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2
	гориз. М-0-3	скв/иссл. (номер)	-	2/2	2/2

Отбор кернa, опробование скважин и отбор проб нефти, газа и воды будет уточняться геологической службой недропользователя в процессе бурения оценочных скважин.

#### **5.10. Техника и технология добычи нефти**

Целью данного раздела, является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

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

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

##### **5.10.1. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования**

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Пробная эксплуатация будет продолжена четырех объектов:

- I-й объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й объект – продуктивный горизонт М-0-3.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.;

Пробная эксплуатация будет вестись на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Существующие скважины будут эксплуатироваться механизированным способом, на всем протяжении пробной эксплуатации.

Выбор способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования проведен исходя из геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойств пластового флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Целью данного раздела, является оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля за разработкой и эксплуатацией месторождения Кенбулак, основывается на результатах

технико-технологического анализа промысловых данных работы скважины, применяемых технологий и мероприятий, проведенных в процессе испытания скважин.

Показатели эксплуатации скважин по способам, включающие динамику ввода и фонд скважин, их дебиты по жидкости и обводненность продукции скважин представлены в таблице 5.10-1.

**Таблица 5.10-1- Показатели эксплуатации скважин**

Скважина	Показатели	Годы		
1	2	3		
Кенбулак-8 (А-2)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	8,6	8,8	8,9
	Средняя обводненность, %	1,3	5,9	9,5
Кенбулак-3 (М-0-1-А + М-0-1-Б)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	22,7	23,5	24,1
	Средняя обводненность, %	3,2	8,6	13,6
Кенбулак-2 (М-0-2-А + М-0-2-Б)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	7,7	7,7	7,7
	Средняя обводненность, %	5,1	6	7,8
Кенбулак-5 (М-0-3)	Ввод скважин	2021	2022	2023
	Способ эксплуатации	Механизированный	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	4,4	4,4	4,4
	Средняя обводненность, %	1,2	2,1	3,5
Кенбулак-10 (М-0-3)	Ввод скважин	2021	01.03.2022	2023
	Способ эксплуатации	-	Механизированный	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	-	12,7	13,2
	Средняя обводненность, %	-	5,3	8,0
Кенбулак-11 (А-2)	Ввод скважин	-	-	01.01.2023
	Способ эксплуатации	-	-	Механизированный
	Дебит по жидкости т/сут.	-	-	14,4
	Средняя обводненность, %	-	-	12,5

Ниже, в данном разделе приведена оценка технических возможностей реализации проектных показателей пробной эксплуатации и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.



### Устьевое оборудование

С учетом пластового давления и эксплуатации скважины рекомендуется оборудовать колонной головкой ОКК1-21-140×245API, ОКК2-35-168×245 и фонтанной арматурой АФК6-65/35 К1ХЛ, АФК2Э-350×065-К1ХЛ, АФК1-350×065-РЭ по ГОСТ 13846 – 89. Боковые отводы арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемые дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией. Компонировка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанной арматуры, в зимнее время, чтобы избежать затвердевания парафиновых осадков в выкидных линиях.

### Внутрискважинное оборудование

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,5 мм.

В таблице 5.10-2 приведена предлагаемая компоновка лифта для фонтанных скважин указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

**Таблица 5.10-2- Компоновка колонны насосно – компрессорных труб**

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, мм
177,8; 168,3	73.0	5.5	До интервала перфорации

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб (до интервала перфорации) обусловлена тем, что при этом обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). Кроме того, при спуске НКТ до перфорации, улучшаются условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций.

### Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

### **Винтовые скважинные насосные установки (УЭВН)**

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья УЭВН состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование

УЭВН состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом УЭВН является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин УЭВН оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы УЭВН обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колонных штанг.

Условия выбора УЭВН, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

На рисунке 3 приведена наглядная конструкция ротора со статором.

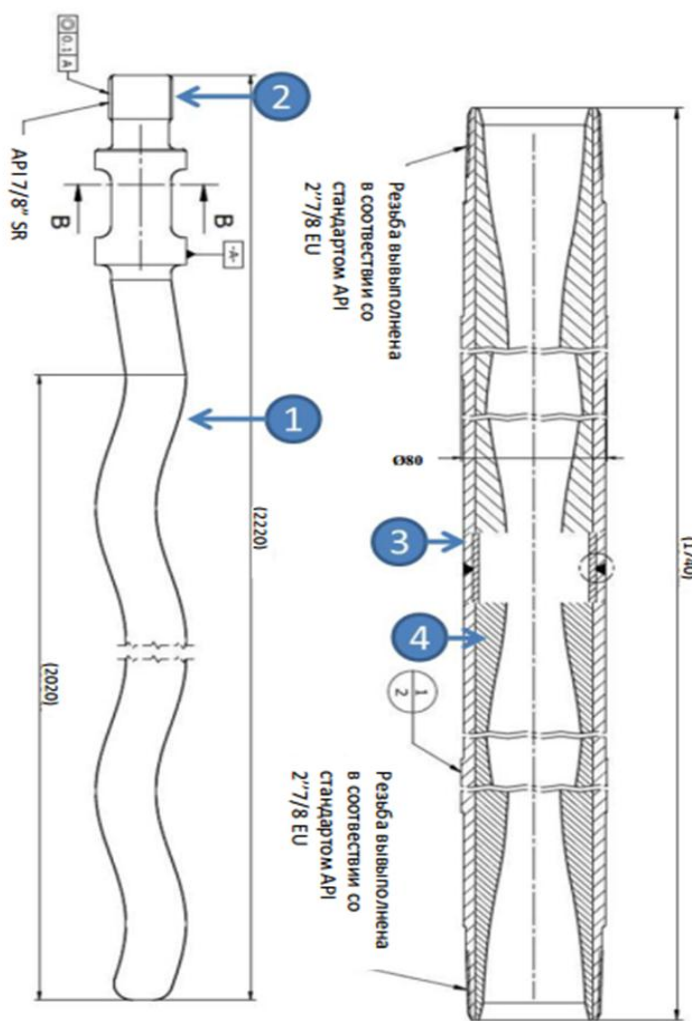


Рисунок 3. - Ротор со статором

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса — это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает  $>0,1\%$  для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка поступающего из пласта.

Выбор скважин для оборудования УЭВН 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.

### **Электроцентробежные насосные установки**

Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) относится к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально на колонне НКТ, и наземной части соединённые между собой погружным силовым кабелем.

Электроцентробежный насос предназначен для добычи скважиной жидкости. Принцип работы насоса состоит в нагнетании жидкости из колес в аппараты за счет центробежной силы, возникающей при вращении ротора с закрепленными на нем колесами.

Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления (комплектного устройства). Трансформаторная подстанция преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле. Станция управления обеспечивает управление работой насосных агрегатов и его защиту при оптимальных режимах.

### **Внутрискважинное оборудование**

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту, предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электрокабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;

- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152-393. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

### ***Штанговые глубинные насосные установки (ШГНУ)***

ШГНУ предназначены для откачивания из скважин жидкостей с температурой не более 130 градусов, обводненностью не более 99% по объему, вязкостью до 0,3 Па\*с, содержанием механических примесей до 350 мг/л, свободного газа на приеме не более 25%.

Штанговый насос состоит из цельного неподвижного цилиндра, подвижного плунжера, всасывающего и нагнетательных клапанов, замка (для вставных насосов), присоединительных и установочных деталей.

Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести простоту в обслуживании установки.

ШГНУ бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части.

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

### ***Типы штанговых насосов***

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишней раз производить спуск-подъем труб.

В таблице 5.10-3 приведена требуемая мощность для работы ШГНУ.

**Таблица 5.10- 3 – Требуемая мощность для работы ШГНУ**

Паспортная мощность Эл.двиг-я, кВт	Cos φ	Среднепотребляемая мощность Эл.двиг. кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44	33

### ***Плунжерный лифт***

Нефть из пласта поднимается на поверхность с помощью энергией газа. Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и

трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;
- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначены для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м<sup>3</sup>/сут, при газовом факторе более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их нецилиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашек одна с другой, что приводит к смятием кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружины затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

Выбор насоса производится в основном по дебиту скважины. Подбирается по производительности, развиваемому напору и диаметру эксплуатационной колонны.

При прекращении фонтанирования Недропользователю необходимо перейти на механизированный способ добычи. Учитывая ряд положительных характеристик штанговых глубинных насосов, а именно: способность работать с обводненностью добываемой жидкости до 99%; со содержанием механических примесей до 1,3 г/литр; содержанием свободного газа на приеме насоса до 20% от объема, рекомендуется осуществить переход на ШГНУ.

#### **5.11. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

Система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, скважинного замера и промысловой подготовки добываемой продукции для доведения промыслового потока нефти до требуемой кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии промыслового сбора и промысловой подготовки добываемой продукции необходимо учитывать следующие факторы:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- технологию разработки месторождения;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие соседних месторождений с развитой инфраструктурой;

- наличие источников энергоснабжения;
- наличие топливного газа в регионе.

В соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений РК система сбора и промысловой подготовки добываемой продукции должна обеспечить следующие требования:

- герметичность сбора добываемой продукции;
- достоверный замер дебита продукции каждой скважины;
- учет промысловой продукции месторождения в целом;
- надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям и обеспечить: герметичность сбора добываемой продукции; минимальные потери нефти и газа; обеспечить минимальные выбросы в атмосферу; обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины; обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

В настоящее время на месторождении Кенбулак отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки сырого газа.

Эксплуатацию рассматриваемых объектов планируется продолжить существующими пробуренными поисково-разведочными скважинами Кенбулак-8, Кенбулак-3, Кенбулак-2 и Кенбулак-5, а также дополнительным вводом в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11, соответственно в 2022 и 2023 гг.

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии и факельной установкой (с встроенной дежурной горелкой).

Схема подключения, следующая: поток газожидкостной смеси с добывающей скважины по выкидному трубопроводу, через Устьевой нагреватель «УН-02», будет поступать в замерной сепаратор, где происходит разделение жидкости и газа.

Процесс замера жидкости, следующий: узел замера жидкости состоит из расходомера жидкости, регулируемого клапана, двух клапанов и байпасной задвижки. В исходном положении байпасные и регулируемые задвижки закрыты, два шаровых клапана открыты, в этом режиме расходомер не работает. Как только уровень жидкости достигает заданной высоты и давления, регулируемая задвижка под действием давления газа начинает давить на диафрагму, которая в свою очередь с помощью штока открывает доступ к нефти к линии расходомера.

Расходомер приводится в действие, что позволяет производить замер расхода жидкости. Уровень жидкости опускается ниже уровня датчика, при этом давление снижается, приводя шток в действие, что прекращает доступ жидкости. После прекращения подачи жидкости расходомер автоматически отключается. Каждый раз данный процесс повторяется для замера жидкости.

Нефтяная эмульсия затем поступает в накопительную емкость, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Для обеспечения налива жидкости с накопительной емкости в автоцистерны, предусмотрен насос откачки нефти.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, частично направляется для потребности Устьевого нагревателя «УН-02», далее, остаток газа сжигается на факельной установке (дежурной горелке).

Процесс замера газа: Узел замера газа состоит из расходомера с самопишущим устройством регулирующего клапана диафрагменного типа Barton модели 202Е, байпасной задвижкой клинного типа. В исходном положении задвижка закрыта, отсутствует давление

на мембране, следовательно, регулятор закрыт. С запуском сепаратора увеличивается давление в расходомере. Задвижка будет закрыта до набора нужного давления, до начала действия мембраны. Как только давление газа в сепараторе достигнет предельного уровня, регулируемая задвижка откроется, газ через расходомер начнёт поступать на потребление Устьевого нагревателя «УН-02» и на факельную установку (дежурной горелке).

Самопишущий прибор фиксирует объем газа в зависимости от времени и тем самым осуществляет замер газа. В случае заполнения сепаратора жидкостью до предельного уровня, поплавков закрывает доступ жидкости газовой линии до тех пор, пока не увеличится объем газа в сепараторе и не опустится уровень жидкости.

После понижения уровня жидкости, поплавков опускается, открывается доступ газа к факельной линии. Это процедура может повторяться многократно автоматически, без участия оператора.

Таким образом, сепаратор работает автономно, без внешних источников энергии, в автоматическом режиме.

Добытая продукция скважин с емкости, с помощью насоса откачки жидкости, подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

На этапе пробной эксплуатации транспорт нефти будет осуществляться автоцистерной, согласно договорам, заключенных между Недропользователем и потребителями.

На рисунке 6.3.1. представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора жидкости на период пробной эксплуатации месторождения.

Система сбора продукции скважины с 01 ноября 2021 года по 15 июля 2023 года включает основные компоненты, такие как:

1. Устьевой нагреватель «УН-02» – 6 ед;
2. Замерной сепаратор ( $V=1,6\text{ м}^3$ ) – б.е. Производительность по газу –  $220000\text{ м}^3/\text{сутки}$ ; Рабочее давление  $50\text{ кгс/см}^2$ ; Допустимая температура жидкости  $50^\circ\text{C}$ ;
3. Узел учета жидкости – 6 ед. Производительность расходомера по жидкости, в диапазоне от  $0-5\text{ м}^3/\text{час}$ . Р- $0,5\text{ МПа}$ ; Т- $18^\circ\text{C}$ ;
4. Узел учета газа – 6 ед. Диапазон измерений по газу от 0 до  $250\text{ м}^3/\text{час}$ ;
5. Накопительная емкость – 6 ед.  $V=50\text{ м}^3$ .
6. Насос для откачки нефти – 6 ед.
7. Автоналивная система налива – 6 ед.
8. Факельная установка с встроенной дежурной горелкой – 6 ед.
9. Дренажная емкость  $V=8\text{ м}^3$  – 6 ед.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Ремонтное и аварийное опорожнение нефтетрубопроводов и оборудования осуществляются в автоцистерну агрегатом или вакуумной автоцистерной.

Сброс ливневых (атмосферных) вод на рельеф не предусматривается. Ливневые воды с ж/б площадок стекают в обрудованные приямки с последующей откачкой и вывозом специализированной компанией на утилизацию на договорной основе.

Решение вопроса целесообразности организации и строительства системы подготовки нефти с доведением до товарной кондиции непосредственно на месторождении будет рассматриваться по результатам проведения пробной эксплуатации месторождения.

Более детальная система внутрипромыслового сбора продукции на промышленную эксплуатацию будет разработана и описана в проектах по обустройству месторождения.



Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки по нижеследующим параметрам:

По жидкости 22,7 тыс.т/год.

По нефти 21,2 тыс.т/год.

По газу 3,90678 млн. м<sup>3</sup>/год.

Необходимо понимать, что данные мероприятия, представленные в отчете, рассматриваются на период разведки месторождения, фактические данные за данный проектный период могут изменяться.

## 5.12. Программа утилизации газа

Утилизация попутного газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Продолжительность пробной эксплуатации: 21 (двадцать один) месяц, начиная с «01» ноября 2021 и завершая «15» июля 2023 гг.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Кенбулак, для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды, в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «УН-02», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

По мере сбора информации и по результатам пробной эксплуатации будут уточняться вопросы дальнейшего развития переработки добываемого газа.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции на этапе пробной эксплуатации основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «УН-02» – 6 единицы. Расход газа по скважинам месторождения Кенбулак, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м<sup>3</sup>/час.

Технические параметры устьевого нагревателя «УН-02» приведены в таблице 6.12-1.

**Таблицы 5.12-1 Технические параметры Устьевого нагревателя «УН-02»**

Параметр	Значение
Производительность по жидкости, т/сутки	100
Номинальная теплопроизводительность топочного устройства при использовании газа теплотворностью 1200 ккал/м <sup>3</sup> , Гкал/час	0,2
Рабочее давление, МПа	1,6
Давление газа перед горелкой, МПа	
-номинальное	0,07
-максимальное	0,15
Температура жидкости, °С:	
-на входе в сосуд, не менее	20
-на выходе из сосуда	60-65
Расход газа в нормальных условиях, м <sup>3</sup> / час	не более 25

Габариты установочные, мм	
-длина	6500
-ширина	1180
-высота	6820

Фактический объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения не должен превышать нормативный объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации месторождения (VIV).

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» на нефтяных и газовых месторождениях необходимо обеспечить максимальную переработку либо утилизацию сырого газа. Во исполнение законодательных требований на месторождение планируется использование Устьевых нагревателей «УН-02».

**Таблица 5.12-2. Количество и источники потребления сырого газа на период пробной эксплуатации**

Наименование оборудования	Количество печей, ед.			Расход газа на 1 ед., м <sup>3</sup> /час
	01.11.2021 г.	2022 г.	15.07.2023 г.	
<b>- эксплуатация УН-02 (всего)</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	
- на скважине Кенбулак-8	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-3	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-2	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-5	1	1	1	25
- на скважине Кенбулак-10	-	1	1	25
- на скважине Кенбулак-11	-	-	1	25
<b>ВСЕГО:</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>150</b>

В соответствии с предложенными в данном проектом документе технологическими показателями пробной эксплуатации, отработанное время скважин с учетом коэффициента эксплуатации будет выглядеть следующим образом, как представлено в таблице 5.12-3.

**Таблица 5.12-3. Количество отработанного времени скважин при пробной эксплуатации**

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021	2022	2023
<b>Количество отработанного скважинами времени в году:</b>	<b>сут</b>	<b>238</b>	<b>1733</b>	<b>1138</b>
Кенбулак-8	""	58	359	192
Кенбулак-3	""	58	359	193
Кенбулак-2	""	61	356	193
Кенбулак-5	""	61	356	193
Кенбулак-10	""	-	303	190
Кенбулак-11	""	-	-	177

Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевого нагревателя нефти «УН-02» в период осуществления пробной эксплуатации с 01.11.2021 по 15.07.2023 г.г. представлен в таблице 5.12-4.

**Таблица 5.12-4 Расчет объемов сырого газа, необходимый для обеспечения работы устьевого нагревателя «УН-02», в период пробной эксплуатации**

Наименование показателей	Единица измерения	Годы		
		2021	2022	2023
<b>Суммарная потребность в сыром газе на период пробной эксплуатации</b>	<b>тыс. м<sup>3</sup></b>	<b>143</b>	<b>1040</b>	<b>683</b>
- на скважине Кенбулак-8	тыс. м <sup>3</sup>	35	215	115
- на скважине Кенбулак-3	тыс. м <sup>3</sup>	35	215	116

- на скважине Кенбулак-2	тыс. м <sup>3</sup>	37	214	116
- на скважине Кенбулак-5	тыс. м <sup>3</sup>	37	214	116
- на скважине Кенбулак-10	тыс. м <sup>3</sup>	-	182	114
- на скважине Кенбулак-11	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	106

Таким образом, объемы сырого газа, которые потребуются на собственные технологические нужды в 2021 г. составят 143,0 тыс. м<sup>3</sup>/год, в 2022 г. – 1040,0 тыс. м<sup>3</sup>/год и в 2023 г. – 683,0 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Согласно предлагаемых прогнозных технологических показателей пробной эксплуатации представлен баланс сырого газа месторождения Кенбулак на период с 01.11.2021 по 15.07.2023 г.г., который представлен в таблице 6.12-5. Расчетный объем сжигаемого сырого газа определяется как разность между общим объемом добытого сырого газа и объемом использованного сырого газа, по следующей формуле:

$$V_{IV} = V_I - V^1_I, \text{ где:}$$

$V_{IV}$  – расчетный объем сжигаемого сырого газа, млн. м<sup>3</sup>;

$V_I$  – объем добытого сырого газа, млн.м<sup>3</sup>;

$V^1_I$  – объем использованного сырого газа на собственные технологические нужды.

**Таблица 5.12-5. Баланс сырого газа месторождения Кенбулак, в период пробной эксплуатации с 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.**

Годы	Добыча попутного газа, млн. м <sup>3</sup>	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м <sup>3</sup> /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн. м <sup>3</sup> /год	Объем утилизации газа, %
01.10. 2021г. - 31.12.2021г.	0,281547	0,143	0,139	51
2022	3,906788	1,040	2,867	27
01.01.2023г. - 15.07. 2023г.	2,486471	0,683	1,803	27

На основании вышесказанного, а также в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» Статья 146, пункт 5 «Сжигание газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года» сырой газ в период с 01 ноября 2021 по 15 июля 2023 г.г. будет частично использоваться на собственные нужды и частично направляться на факельную установку, что не противоречит законодательным нормам и правилам в области экологии.

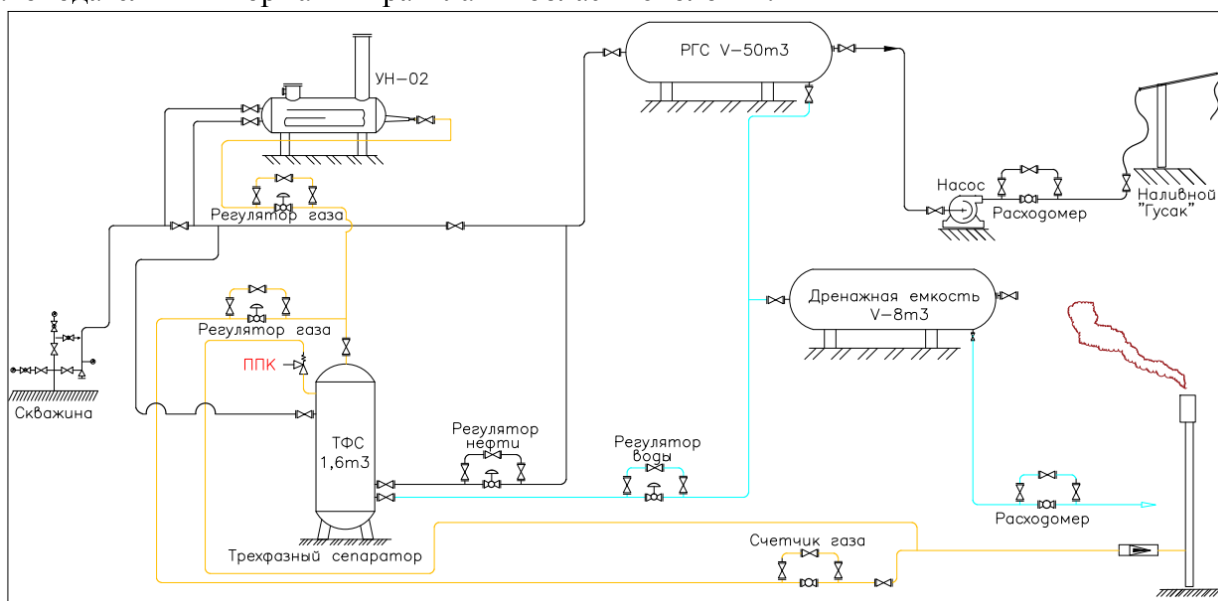


Рисунок 4 – Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора жидкости по скважине на период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак на период 01.11.2021 по 15.07.2023 гг.

### 5.13. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

На месторождении Кенбулак, в период реализации дополнения к пробной эксплуатации, планируется бурение проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения скважин на месторождении Кенбулак, и в соответствии с «Едиными правилами...» [8], «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», конструкция проектных вертикальных скважин, следующая:

➤ **Направление разбуривается долотом диаметра 490,0 мм, спускается колонна диаметром 425,5 мм на глубину 10 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается дивертор. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 324,0 мм на глубину 70 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 650 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.

➤ **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1500 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 5.13-1.

**Таблица 5.13-1-Рекомендуемая конструкция проектной добывающей скважины**

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	490,0	425,5	10		0,0
Кондуктор	393,7	324,0	70	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	650	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1500	Д	0,0

#### 5.14. Мероприятия по доразведке

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхнеэокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.10.2019 г. в результате выполненного «Оперативного подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям  $C_1+C_2$ , составляют: геологические геологические 4664 тыс. т; извлекаемые 1483 тыс.т; растворенного газа, геологические – 650 млн.м<sup>3</sup>; извлекаемые- 204 млн.м<sup>3</sup>.

Запасы нефти, оцененные по категории  $C_2$  приходятся на все продуктивные горизонты. Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ . Все эти задачи могут быть решены в ходе разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей являются отбор и исследование керна и проб флюидов, о чем было отмечено в постановляющей части Протокола рассмотрения ГКЗ РК «Отчёта по оперативному подсчёту запасов ...», (Протокол № 2144-19-П от 26.12.2019г, пункт 3.2), в частности там было сказано:

Недропользователю при дальнейшей работе на месторождении необходимо:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения, обратить особое внимание на юрские и палеозойские отложения;
- продолжить отбор и исследование керна с выполнением стандартного и специального комплекса исследований, а именно исследования по определению коэффициентов вытеснения нефти водой, остаточной водонасыщенности, относительной фазовой проницаемости;
- продолжить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, отобрать пробы воды, выполнить анализ;
- предусмотреть бурение не менее 2-х оценочных скважин с целью доизучения запасов категории  $C_2$ .

Учитывая объем, выявленных на месторождении Кенбулак, запасов нефти необходимо не только продолжить на месторождении разведочные работы, но и продолжить работы по пробной эксплуатации отдельных залежей.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ . Последняя задача касается всех выявленных залежей.

В рамках действующего проектного документа «Проекта пробной эксплуатации месторождения Кенбулак» были пробурены 2 оценочные скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9), которые подтвердили выявленные залежи нефти.

На дату составления данного «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» в новых оценочных скважинах были опробованы 2 объекта (по одному в каждой скважине), отобраны поверхностные пробы нефти и газа, отобран керн (на момент написания данного проекта, керн находится в лаборатории на проведение специальных и стандартных исследований).

В рамках данного проектного документа предусматривается дополнительно пробурить 2 опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11 с проведением в них

опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбора флюидов и керна, а также проведение МУО и КВД (КВУ).

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

- 1) Бурение двух опережающих добывающих скважин (Кенбулак-10 и Кенбулак-11) с задачами по доразведки залежей для перевода запасов категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ .

#### **График бурения оценочных скважин**

<b>Скважина</b>	<b>Проектная глубина, м</b>	<b>Дата бурения</b>
Кенбулак-10	1500	2022 г.
Кенбулак-11	1500	2023 г.

Последовательность бурения данных скважин будет уточняться геологической службой компании ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда».

Предлагаемые оценочные скважины располагаются на участках, где запасы нефти оценены по категории  $C_2$ . При получении промышленных притоков нефти запасы могут быть переведены в категорию  $C_1$ . В данных скважинах рекомендуется провести отбор и анализ керна, отбор и анализ глубинных и поверхностных проб флюидов, и другие исследования.

В опережающих добывающих скважинах Кенбулак-10 и Кенбулак-11 предусмотрено проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбор керна, проведение МУО и КВД (КВУ).

Также в каждой скважине предусмотрено сопровождение бурения с ГТИ от 50 метров.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород-коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуются ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей продуктивных залежей и

режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы. Кроме того, в ходе пробной эксплуатации необходимо отобрать и исследовать пробы газа для изучения физико-химических свойств и компонентного состава.

Настоящим дополнением к проекту рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 2 проектные опережающие добывающие скважины (Кенбулак-10 и Кенбулак-11) с задачами по доразведке месторождения. В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

## **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**

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования при строительстве скважин зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологических оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см<sup>2</sup>. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см<sup>2</sup> позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно).

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.



Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого.

И дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

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

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

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

## **8. ИНФОРМАЦИЮ 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**

### **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 МОС 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 четыре уровней оценки.

В таблице 8.1-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех 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 8.1-2.

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

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень

природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

**Таблица 8.1-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий**

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<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
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

**Таблица 8.1-2 - 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>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2	9- 27	Воздействие средней значимости
Местное	Продолжительное	Умеренное		

3	3	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 8.1-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

**Таблица 8.1-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально- экономическую среду**

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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 временные рамки 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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям 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 среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 8.1-4.

**Таблица 8.1-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**

<b>Итоговый балл</b>	<b>Итоговое воздействие</b>
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

## 8.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух

### 8.2.1. Характеристика объекта как источника загрязнения атмосферного воздуха

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.

Настоящим разделом в рамках «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021г.)» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

При пробной эксплуатации месторождения Кенбулак источниками воздействия на атмосферный воздух будет технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, неорганизованных выбросов - начиная с 6001.

2022-2023 году проектом предусматривается бурения опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 и Кенбулак-11 с проектной глубиной 1500 ( $\pm 250$ ) с последующим переходом в пробную эксплуатацию. Последовательность бурения данных скважин будет уточняться геологической службой компании ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда».

Бурение скважин предусматривается мобильной буровой установкой типа ZJ-30 либо аналог. Максимальная масса колонн (обсадной и бурильной) не превышают допустимые значения, и буровые установки ZJ-30 соответствует проектным данным для бурения скважин.

Общая площадь земельного отвода на одну скважину 1,9 га, отведенные земли (площадка) расположена на контрактной территории и их выбор обусловлен проектом исследования пород мела, юры и фундамента и наличием залежей нефти и газа.

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны.

Доставка рабочих на работу и обратно будет осуществляться автотранспортом. Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик. Снабжение строительно потребным количеством местных строительных материалов и конструкций производится от существующих предприятий области.

*Вахтовый поселок.* Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе строительства скважины по действующим СНиП, проектом предусматривается устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации.

Для работников, работающих в буровых бригадах, оборудуется столовая (вагон-столовая), соответствующая всем санитарным требованиям. Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорда. Количество персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 60 человек. На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами). Обслуживающий персонал будут оснащен индивидуальными средствами защиты.

*Промышленная зона.* На территории промышленной зоны (площадки буровой) проектом запланировано обустройство следующих объектов: мобильная буровая установка типа ZJ-30, привод буровой лебедки с коробкой передач, буровой насос, дизельные двигатели, емкости для технической воды, блоки для приготовления бурового раствора, площадка ремонтной мастерской, насосная перекачка топлива, насосная установка буровой, пожарные устройства, платформы и площадки промышленной зоны.

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно. Точный объем, и организация работ будут определены в Техническом проекте на строительство скважин.

*Техническая и биологическая рекультивация.*

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации). Биологическая рекультивация может быть произведена основным землепользователем, с выделением ему соответствующих средств.

#### **8.2.2. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин**

Для характеристики основных источников выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин в период пробной эксплуатации использовались данные проекта-аналога.

Основными производственными операциями (этапами) являются:

- строительно-монтажные работы
- подготовительные работы к бурению
- бурение и крепление
- испытание в открытом стволе

в том числе:

- подготовительные работы к испытанию
- испытание скважины

Согласно проведенных расчетов, на этапе строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины на площадке будут задействованы 24 источников загрязнения воздушного бассейна, 12 из которых являются неорганизованными. Источников оснащенных очистным оборудованием нет.

При строительстве скважин, основными источниками загрязнения природной среды являются:

##### **На период строительно-подготовительных работ:**

###### Организованные источники

ИЗ № 0001, Дизельгенератор;

###### Неорганизованные источники

ИЗ № 6001, Экскаватор (рытье траншей);

ИЗ № 6002, Бульдозер (обваловка буровой площадки);

ИЗ № 6003, Разгрузка пылящих материалов;

ИЗ № 6004, Сварочный пост.

**Источниками выделения (ИВ) загрязняющих веществ в атмосферу в вахтовом поселке:**

###### Организованные источники

ИЗ № 0002, ДЭС 200 кВт;

ИЗ № 0003, Резервуар для хранения дизтоплива;

###### **На буровой площадке:**

ИЗ № 0004, Дизельгенератор CAT3406C DITA (2 комплекта);

ИЗ № 0005, Дизельный двигатель CAT3508 (2 комплекта);



ИЗ №0006, Дополнительная элек.станция VOLVO;  
 ИЗ №0007, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник);  
 ИЗ №0008, Паровой котел;  
 ИЗ № 0009, ЦА-320М (ЯМЗ-236);  
 ИЗ № 0010, СМН-20 (ЯМЗ-236);  
 ИЗ № 0011, Резервуар для хранения дизтоплива;  
 ИЗ № 0012, Резервуар для тех.масло;  
Неорганизованные источники  
 ИЗ № 6005, Узел приготовления цементного раствора;  
 ИЗ № 6006, Емкость бурового раствора;  
 ИЗ №6007, Шламосборник;  
 ИЗ №6008, Дегазатор;  
 ИЗ № 6009, Газосварка (мастерская);  
 ИЗ № 6010, Электросварка (мастерская);  
 ИЗ №№ 6011, 6012 Ремонтно-механическая мастерская.

Согласно расчетам, в период строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины, в атмосферу выбрасываются 18 ингредиентов загрязняющих веществ.

Расчетом выявлено, что при строительстве одной скважины будут иметь место выбросы в объеме 6.1238765 г/сек и 55.44553412 т/год, в том числе: твердые - 3.2234431 т/год, газообразные, жидкие - 52.22209102 т/год.

Объемы выбросов вредных веществ от стационарных источников при строительстве 2-х скважин скважин- 12.247753г/сек, 110.89106824т/год

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при строительстве скважин на месторождении Кенбулак, от стационарных источников приведена в таблицах 8.2-1 и 8.2-2.

Таблица 8.2-1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-ой добывающей нефтяной скважины Кенбулак-10 на 2022 год

загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориенти р. безопас н. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс веществ 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	0.004633	0.003127	0.078175
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0003634	0.0002453	0.2453
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.145553	10.270758	181.76895
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.35543405	15.97108065	116.184678
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.69236	1.21575	64.315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.51628	3.7254	94.508
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00000732	0.000004914	0.00061425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.775633	15.84885515	5.59066467
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0003102	0.0002094	0.04188
0344	Фториды неорганические плохо		0.2	0.03		2	0.0003334	0.000225	0.0075

0416	растворимые - (615) Смесь углеводов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0918	0.18052	0.00601733
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2		0.164633	0.76862	76.862
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2		0.164633	0.76862	76.862
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.0001083	0.0000729	0.001458
2754	(веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4		0.16353725	6.68795	7.68795
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3		0.00342	0.0012312	0.008208
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	0.3	0.1		3		0.04263758	0.0020726	0.020726
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0022	0.000792	0.0198
В С Е Г О:							6.1238765	55.44553412	964.20892
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ;"а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 8.2-2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1-ой добывающей нефтяной скважины Кенбулак-11 на 2023 год

загр. веще- ства	Наименование вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориенти р. безопас н. УВ,мг/м 3	Класс опас- ности	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	0.004633	0.003127	0.078175
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0003634	0.0002453	0.2453
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.145553	10.270758	181.76895
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.35543405	15.97108065	116.184678
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.69236	1.21575	64.315
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.51628	3.7254	94.508
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00000732	0.000004914	0.00061425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.775633	15.84885515	5.59066467
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0003102	0.0002094	0.04188
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (615)		0.2	0.03		2	0.0003334	0.000225	0.0075
0416	Смесь углеводов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0918	0.18052	0.00601733
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.164633	0.76862	76.862

1325	Акрилальдегид (474)		0.05	0.01		2	0.164633	0.76862	76.862
2735	Формальдегид (Метаналь) (609)				0.05		0.0001083	0.0000729	0.001458
2754	Масло минеральное нефтяное								
2754	(веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)		1			4	0.16353725	6.68795	7.68795
2902	Алканы C12-19 /в пересчете на C/								
2908	(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)								
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.00342	0.0012312	0.008208
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)		0.3	0.1		3	0.04263758	0.0020726	0.020726
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0022	0.000792	0.0198
	В С Е Г О:						6.1238765	55.44553412	964.20892

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ  
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

### 8.2.3. Основные источники воздействия на окружающую среду при пробной эксплуатации месторождения

Ориентированный прогнозный расчет уровня воздействия в период эксплуатации технологических объектов на атмосферу произведен исходя из условия максимального воздействия в период реализации пробной эксплуатации на месторождении Кенбулак.

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Пробную эксплуатацию выделенных объектов рекомендуется продолжить существующими поисково-разведочными скважинами Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5 и Кенбулак-8, а также в 2022 и 2023 гг. рекомендуется дополнительно ввести в эксплуатацию из бурения соответственно проектные опережающие добывающие скважины Кенбулак-10 и Кенбулак-11.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 гг., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г.

Основные источники выбросов загрязняющих веществ в период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак приведены ниже.

#### Организованные источники

ИЗ №0001-0006 – Устьевой нагреватель УН-02;

ИЗ №0007 – 0012 – Факел (дежурная);

ИЗ №0013-0018 – ДЭС 100 кВт.

#### Неорганизованные источники

ИЗ №6001-6006 – Дренажная емкость V-25м<sup>3</sup>;

ИЗ №6007-6012 – Резервуары для нефти V-50 м<sup>3</sup>;

ИЗ №6013-6018 – Емкость для д/т (ДЭС)

ИЗ №6019 – 6024 – Насос технологический;

В 2022-2023 годы на месторождении предполагается 42 стационарных источников, из них 18 организованные, 24 неорганизованные.

Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования (замерной сепаратора, узел учета нефти и газа и т.д.), не подлежат нормированию.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации месторождения, составит:

- на 2022 год в объеме 3.552681503 г/сек и 65.89723619 т/год, в том числе: твердые - 3.899494589 т/год, газообразные, жидкие - 61.997741601 т/год.

- на 2023 год в объеме 2.652751512 г/сек и 38.136523649 т/год, в том числе: твердые - 1.9255824 т/год, газообразные, жидкие - 36.21094125 т/год.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при пробной эксплуатации месторождения Кенбулак, от стационарных источников приведен в таблице 8.2-3.

**Таблица 8.2-2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Кенбулак**

ЭРА v3.0 ТОО "Effect group"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.46773979	14.588291881	364.707297
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.4137	13.0197	216.995
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.12605986	3.899494589	77.9898918
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.10415	3.285	65.7
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0008963	0.001493309	0.18666363
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.763950838	22.15713173	10.6558486
0410	Метан (727*)					50	0.057239965	1.746848646	0.03493697
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	1.06035	1.7888325	0.03577665
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0.392125	0.661659	0.0220553
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00512325	0.008640165	0.08640165
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0016105	0.00271645	0.01358225
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.003221	0.00543292	0.00905487
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.0125	0.394	39.4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0125	0.394	39.4
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.131515	3.943995	3.943995
	В С Е Г О:						3.552681503	65.89723619	819.180504
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

ЭРА v3.0 ТОО "Effect group"

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2023 год

Кызылординская область, ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.4492375	7.6063736	190.15934
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.4137	7.002	116.7
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.113725	1.9255824	38.511648
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.10415	1.765	35.3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0008796	0.000537074	0.06713425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.9155	15.501824	5.16727467
0410	Метан (727*)				50		0.05415625	0.9168956	0.01833791
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.050462912	0.6353925	0.01270785
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.38466	0.235009	0.00783363
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0050258	0.003068105	0.03068105
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0015798	0.0009638	0.004819
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00315965	0.00192757	0.00321262
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.0125	0.2115	21.15
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0125	0.2115	21.15
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.131515	2.11895	2.11895
	В С Е Г О:						2.652751512	38.136523649	430.401939
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

#### 8.2.4. Передвижные источники загрязнения

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды;
- Вахтовая;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы;
- Самосвал;
- Экскаватор.

#### *Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения*

Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,75 т;

бензин – 0,35 т.

Объемы потребляемого топлива передвижными источниками за период бурение 1 скважины составляет:

дизельного топлива –  $Q = 41,32$  т.;

бензина –  $Q = 19,28$  т.;

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями «Правил инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» утвержденный приказом №217-п и.о. МООС РК и «Методике определения платежей за загрязнение атмосферного воздуха передвижными источниками» по следующей формуле:

$$П = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

$K_i$  – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

#### **Предварительная оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.**

На основании расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения были выявлены основные передвижные источники загрязнения.

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 8.2-3.

Таблица 8.2-3- Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
<b>При пробной СМР, бурении</b>				
Автотранспорт на диз. топливе	33	0,1	Оксид углерода	3,3
		0,04	Диоксид азота	1,32
		0,03	Углеводороды	0,99
		0,02	Диоксид серы	0,66
		0,0155	Сажа	0,5115
		$0,032 \cdot 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,00001056
			<b>Всего:</b>	<b>6,78151056</b>

Автотранспорт на бензине	15,4	0,6	Оксид углерода	9,24
		0,04	Диоксид азота	0,616
		0,1	Углеводороды	1,54
		0,002	Диоксид серы	0,0308
		0,00058	Сажа	0,008932
		0,023*10 <sup>-5</sup>	Бенз/а/пирен	0,00003542
			Всего:	11,43573554
ИТОГО:				18,2172461
При пробной эксплуатации				
Автотранспорт на диз. топливе	273,75	0,1	Оксид углерода	27,375
		0,04	Диоксид азота	10,95
		0,03	Углеводороды	8,2125
		0,02	Диоксид серы	5,475
		0,0155	Сажа	4,243125
		0,032*10 <sup>-5</sup>	Бенз/а/пирен	0,0000876
			Всего:	56,2557126
Автотранспорт на бензине	127,75	0,6	Оксид углерода	76,65
		0,04	Диоксид азота	5,11
		0,1	Углеводороды	12,775
		0,002	Диоксид серы	0,2555
		0,00058	Сажа	0,074095
		0,023*10 <sup>-5</sup>	Бенз/а/пирен	0,000029
			Всего:	94,86462438
ИТОГО:				151,120337

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

Код вещества	Наименование вещества	ПДКм.р, ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс веществ, т/год
<b>При СМР, бурении</b>				
0337	Оксид углерода	5,000	4	12,54
0304	Диоксид азота	0,400	3	1,936
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	2,53
0330	Диоксид серы	0,500	3	0,6908
0328	Сажа	0,150	3	0,520432
0703	Бенз/а/пирен	10 <sup>-6</sup>	1	0,000014102
<b>Всего:</b>				<b>18,2172461</b>
<b>При пробной эксплуатации</b>				
0337	Оксид углерода	5,000	4	104,025
0304	Диоксид азота	0,400	3	16,06
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	20,9875
0330	Диоксид серы	0,500	3	5,7305
0328	Сажа	0,150	3	4,31722
0703	Бенз/а/пирен	10 <sup>-6</sup>	1	0,000117
<b>Всего:</b>				<b>151,120337</b>

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов о передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.



Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве проектных скважин, будут представлены после утверждения данного проекта разработки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

#### **8.2.5. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими действующими методиками:

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

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;

- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;

- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;

- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;

- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период ввода скважин из консервации, в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим 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.

#### **8.2.6. Возможные залповые и аварийные выбросы**

Залповые выбросы в атмосферу являются специфической частью технологического процесса и происходят при проведении ремонтных работ, во время опорожнения и продувке технологических аппаратов.

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств.

Аварийные выбросы возможны при нарушении герметичности трубопроводов. В составе выбросов будут присутствовать: углеводороды.

### **8.2.7. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)**

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест, растительного и животного мира.

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК. Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий.

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в период пробной эксплуатации месторождения Кенбулак представлены в таблице 8.2 - 4.

**Таблица 8.2-4 – Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период пробной эксплуатации**

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								
		существующее положение на 2022 год		на 2022 год		на 2023 год		П Д В		год дос- тиже ния ПДВ
	Код и наименование загрязняющего вещества	выб- роса	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
О р г а н и з о в а н н ы е    и с т о ч н и к и										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Месторождение Кенбулак	0001			0.00886	0.2796	0.00886	0.1502	0.00886	0.2796	2022
	0002			0.00886	0.2796	0.00886	0.1502	0.00886	0.2796	2022
	0003			0.00886	0.2796	0.00886	0.1502	0.00886	0.2796	2022
	0004			0.00886	0.2796	0.00886	0.1502	0.00886	0.2796	2022
	0005			0.00886	0.2344	0.00886	0.1502	0.00886	0.2344	2022
	0006			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
	0007			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
	0008			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
	0009			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
	0010			0.022187958	0.586614109	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.586614109	2022
	0011			0.0625	1.97	0.0625	1.058	0.0625	1.97	2022
	0012			0.0625	1.97	0.0625	1.058	0.0625	1.97	2022
	0013			0.0625	1.97	0.0625	1.058	0.0625	1.97	2022
	0014			0.0625	1.97	0.0625	1.058	0.0625	1.97	2022
	0015			0.0625	1.97	0.0625	1.058	0.0625	1.97	2022
Итого				0.46773979	14.588291881	0.4492375	7.6063736	0.46773979	14.588291881	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
Месторождение Кенбулак	0001			0.00144	0.0454	0.00144	0.0244	0.00144	0.0454	2022
	0002			0.00144	0.0454	0.00144	0.0244	0.00144	0.0454	2022
	0003			0.00144	0.0454	0.00144	0.0244	0.00144	0.0454	2022
	0004			0.00144	0.0454	0.00144	0.0244	0.00144	0.0454	2022
	0005			0.00144	0.0381	0.00144	0.0244	0.00144	0.0381	2022
	0011			0.0813	2.56	0.0813	1.376	0.0813	2.56	2022
	0012			0.0813	2.56	0.0813	1.376	0.0813	2.56	2022
	0013			0.0813	2.56	0.0813	1.376	0.0813	2.56	2022
	0014			0.0813	2.56	0.0813	1.376	0.0813	2.56	2022
	0015			0.0813	2.56	0.0813	1.376	0.0813	2.56	2022
Итого				0.4137	13.0197	0.4137	7.002	0.4137	13.0197	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
Месторождение Кенбулак	0006	0.014791972	0.466479629	0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022

	0007			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
	0008			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
	0009			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
	0010			0.014791972	0.391076073	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.391076073	2022
	0011			0.01042	0.3285	0.01042	0.1764	0.01042	0.3285	2022
	0012			0.01042	0.3285	0.01042	0.1764	0.01042	0.3285	2022
	0013			0.01042	0.3285	0.01042	0.1764	0.01042	0.3285	2022
	0014			0.01042	0.3285	0.01042	0.1764	0.01042	0.3285	2022
	0015			0.01042	0.3285	0.01042	0.1764	0.01042	0.3285	2022
Итого				0.12605986	3.899494589	0.113725	1.9255824	0.12605986	3.899494589	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)										
Месторождение Кенбулак	0011			0.02083	0.657	0.02083	0.353	0.02083	0.657	2022
	0012			0.02083	0.657	0.02083	0.353	0.02083	0.657	2022
	0013			0.02083	0.657	0.02083	0.353	0.02083	0.657	2022
	0014			0.02083	0.657	0.02083	0.353	0.02083	0.657	2022
	0015			0.02083	0.657	0.02083	0.353	0.02083	0.657	2022
Итого				0.10415	3.285	0.10415	1.765	0.10415	3.285	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
Месторождение Кенбулак	0001			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0002			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0003			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0004			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0005			0.00775	0.205	0.00775	0.1312	0.00775	0.205	2022
	0006			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
	0007			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
	0008			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
	0009			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
	0010			0.14791972	3.910760725	0.12325	2.0871648	0.14791972	3.910760725	2022
	0011			0.0521	1.643	0.0521	0.882	0.0521	1.643	2022
	0012			0.0521	1.643	0.0521	0.882	0.0521	1.643	2022
	0013			0.0521	1.643	0.0521	0.882	0.0521	1.643	2022
	0014			0.0521	1.643	0.0521	0.882	0.0521	1.643	2022
	0015			0.0521	1.643	0.0521	0.882	0.0521	1.643	2022
Итого				1.0388486	31.967545885	0.9155	15.501824	1.0388486	31.967545885	
(0410) Метан (727*)										
Месторождение Кенбулак	0001			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0002			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0003			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0004			0.00775	0.2444	0.00775	0.1312	0.00775	0.2444	2022
	0005			0.00775	0.205	0.00775	0.1312	0.00775	0.205	2022
	0006			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
	0007			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
	0008			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
	0009			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022

ТОО «Effect Group» \_\_\_\_\_ ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»

	0010			0.003697993	0.097769018	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.097769018	2022
Итого				0.057239965	1.746848646	0.05415625	0.9168956	0.057239965	1.746848646	
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)										
Месторождение Кенбулак	0011			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0012			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0013			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0014			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0015			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
Итого				0.0125	0.394	0.0125	0.2115	0.0125	0.394	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)										
Месторождение Кенбулак	0011			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0012			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0013			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0014			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
	0015			0.0025	0.0788	0.0025	0.0423	0.0025	0.0788	2022
Итого				0.0125	0.394	0.0125	0.2115	0.0125	0.394	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
Месторождение Кенбулак	0011			0.025	0.788	0.025	0.423	0.025	0.788	2022
	0012			0.025	0.788	0.025	0.423	0.025	0.788	2022
	0013			0.025	0.788	0.025	0.423	0.025	0.788	2022
	0014			0.025	0.788	0.025	0.423	0.025	0.788	2022
	0015			0.025	0.788	0.025	0.423	0.025	0.788	2022
Итого				0.125	3.94	0.125	2.115	0.125	3.94	2022
Неорганизованные источники										
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	2022
	6002			0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	2022
	6003			0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	2022
	6004			0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	2022
	6005			0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	0.000133	0.0000001428	2022
	6006			0.00003426	0.00003354	0.00003426	0.00002016	0.00003426	0.00003354	2022
	6007			0.00003426	0.00003084	0.00003426	0.0000207	0.00003426	0.00003084	2022
	6008			0.00003426	0.0000257	0.00003426	0.00002136	0.00003426	0.0000257	2022
	6009			0.00003426	0.0000131	0.00003426	0.0000047	0.00003426	0.0000131	2022
	6010			0.00003426	0.0000632	0.00003426	0.00003534	0.00003426	0.0000632	2022
	6011			0.00000366	0.000002243	0.00000366	0.00000222	0.00000366	0.000002243	2022
	6012			0.00000366	0.000002243	0.00000366	0.00000222	0.00000366	0.000002243	2022
	6013			0.00000366	0.000002243	0.00000366	0.00000222	0.00000366	0.000002243	2022
	6014			0.00000366	0.000002243	0.00000366	0.00000222	0.00000366	0.000002243	2022
	6015			0.00000366	0.000002243	0.00000366	0.00000222	0.00000366	0.000002243	2022
	6016			0.00000834	0.000263	0.000005	0.0000846	0.00000834	0.000263	2022
	6017			0.00000834	0.000263	0.000005	0.0000846	0.00000834	0.000263	2022
	6018			0.00000834	0.000263	0.000005	0.0000846	0.00000834	0.000263	2022

	6019			0.00000834	0.000263	0.000005	0.0000846	0.00000834	0.000263	2022
	6020			0.00000834	0.000263	0.000005	0.0000846	0.00000834	0.000263	2022
Итого				0.0008963	0.001493309	0.0008796	0.000537074	0.0008963	0.001493309	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	2022
	6002			0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	2022
	6003			0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	2022
	6004			0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	2022
	6005			0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	0.1606	0.0001725	2022
	6006			0.0414	0.0405	0.0414	0.02435	0.0414	0.0405	2022
	6007			0.0414	0.03724	0.0414	0.025	0.0414	0.03724	2022
	6008			0.0414	0.031	0.0414	0.0258	0.0414	0.031	2022
	6009			0.0414	0.01583	0.0414	0.00568	0.0414	0.01583	2022
	6010			0.0414	0.0764	0.0414	0.0427	0.0414	0.0764	2022
	6016			0.01007	0.3174	0.00604	0.1022	0.01007	0.3174	2022
	6017			0.01007	0.3174	0.00604	0.1022	0.01007	0.3174	2022
	6018			0.01007	0.3174	0.00604	0.1022	0.01007	0.3174	2022
	6019			0.01007	0.3174	0.00604	0.1022	0.01007	0.3174	2022
	6020			0.01007	0.3174	0.00604	0.1022	0.01007	0.3174	2022
Итого				1.06035	1.7888325	1.0402	0.6353925	1.06035	1.7888325	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	2022
	6002			0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	2022
	6003			0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	2022
	6004			0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	2022
	6005			0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	0.0594	0.0000638	2022
	6006			0.0153	0.01498	0.0153	0.009	0.0153	0.01498	2022
	6007			0.0153	0.01378	0.0153	0.00925	0.0153	0.01378	2022
	6008			0.0153	0.01147	0.0153	0.00954	0.0153	0.01147	2022
	6009			0.0153	0.00586	0.0153	0.0021	0.0153	0.00586	2022
	6010			0.0153	0.02825	0.0153	0.0158	0.0153	0.02825	2022
	6016			0.003725	0.1174	0.002232	0.0378	0.003725	0.1174	2022
	6017			0.003725	0.1174	0.002232	0.0378	0.003725	0.1174	2022
	6018			0.003725	0.1174	0.002232	0.0378	0.003725	0.1174	2022
	6019			0.003725	0.1174	0.002232	0.0378	0.003725	0.1174	2022
	6020			0.003725	0.1174	0.002232	0.0378	0.003725	0.1174	2022
Итого				0.392125	0.661659	0.38466	0.235009	0.392125	0.661659	
(0602) Бензол (64)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	2022
	6002			0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	2022
	6003			0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	2022
	6004			0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	2022
	6005			0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	0.000776	0.000000833	2022
	6006			0.0002	0.0001957	0.0002	0.0001176	0.0002	0.0001957	2022

	6007			0.0002	0.00018	0.0002	0.0001208	0.0002	0.00018	2022
	6008			0.0002	0.0001498	0.0002	0.0001246	0.0002	0.0001498	2022
	6009			0.0002	0.0000765	0.0002	0.00002744	0.0002	0.0000765	2022
	6010			0.0002	0.000369	0.0002	0.000206	0.0002	0.000369	2022
	6016			0.00004865	0.001533	0.00002916	0.0004935	0.00004865	0.001533	2022
	6017			0.00004865	0.001533	0.00002916	0.0004935	0.00004865	0.001533	2022
	6018			0.00004865	0.001533	0.00002916	0.0004935	0.00004865	0.001533	2022
	6019			0.00004865	0.001533	0.00002916	0.0004935	0.00004865	0.001533	2022
	6020			0.00004865	0.001533	0.00002916	0.0004935	0.00004865	0.001533	2022
Итого				0.00512325	0.008640165	0.0050258	0.003068105	0.00512325	0.008640165	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	2022
	6002			0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	2022
	6003			0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	2022
	6004			0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	2022
	6005			0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	0.000244	0.000000262	2022
	6006			0.0000628	0.0000615	0.0000628	0.00003696	0.0000628	0.0000615	2022
	6007			0.0000628	0.0000565	0.0000628	0.00003795	0.0000628	0.0000565	2022
	6008			0.0000628	0.0000471	0.0000628	0.00003916	0.0000628	0.0000471	2022
	6009			0.0000628	0.00002404	0.0000628	0.00000862	0.0000628	0.00002404	2022
	6010			0.0000628	0.000116	0.0000628	0.0000648	0.0000628	0.000116	2022
	6016			0.0000153	0.000482	0.00000916	0.000155	0.0000153	0.000482	2022
	6017			0.0000153	0.000482	0.00000916	0.000155	0.0000153	0.000482	2022
	6018			0.0000153	0.000482	0.00000916	0.000155	0.0000153	0.000482	2022
	6019			0.0000153	0.000482	0.00000916	0.000155	0.0000153	0.000482	2022
	6020			0.0000153	0.000482	0.00000916	0.000155	0.0000153	0.000482	2022
Итого				0.0016105	0.00271645	0.0015798	0.0009638	0.0016105	0.00271645	
(0621) Метилбензол (349)										
Месторождение Кенбулак	6001			0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	2022
	6002			0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	2022
	6003			0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	2022
	6004			0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	2022
	6005			0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	0.000488	0.000000524	2022
	6006			0.0001256	0.000123	0.0001256	0.0000739	0.0001256	0.000123	2022
	6007			0.0001256	0.000113	0.0001256	0.0000759	0.0001256	0.000113	2022
	6008			0.0001256	0.0000942	0.0001256	0.0000783	0.0001256	0.0000942	2022
	6009			0.0001256	0.0000481	0.0001256	0.00001725	0.0001256	0.0000481	2022
	6010			0.0001256	0.000232	0.0001256	0.0001296	0.0001256	0.000232	2022
	6016			0.0000306	0.000964	0.00001833	0.00031	0.0000306	0.000964	2022
	6017			0.0000306	0.000964	0.00001833	0.00031	0.0000306	0.000964	2022
	6018			0.0000306	0.000964	0.00001833	0.00031	0.0000306	0.000964	2022
	6019			0.0000306	0.000964	0.00001833	0.00031	0.0000306	0.000964	2022
	6020			0.0000306	0.000964	0.00001833	0.00031	0.0000306	0.000964	2022
Итого				0.003221	0.00543292	0.00315965	0.00192757	0.003221	0.00543292	

(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
Месторождение Кенбулак	6011			0.001303	0.000799	0.001303	0.00079	0.001303	0.000799	2022
	6012			0.001303	0.000799	0.001303	0.00079	0.001303	0.000799	2022
	6013			0.001303	0.000799	0.001303	0.00079	0.001303	0.000799	2022
	6014			0.001303	0.000799	0.001303	0.00079	0.001303	0.000799	2022
	6015			0.001303	0.000799	0.001303	0.00079	0.001303	0.000799	2022
Итого				0.006515	0.003995	0.006515	0.00395	0.006515	0.003995	2022
Всего по предприятию:				3.552681503	65.89723619	2.652751512	38.136523649	3.552681503	65.89723619	
из них:										
Итого по организованным источникам:				2.082840453	63.424466846	1.210731662	37.2556756	2.357738215	63.424466846	
в том яисле от факела**										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Факел (дежурная)	0007			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
Факел (дежурная)	0008			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
Факел (дежурная)	0009			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
Факел (дежурная)	0010			0.022187958	0.699719443	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.699719443	2022
Факел (дежурная)	0011			0.022187958	0.586614109	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.586614109	2022
Факел (дежурная)	0012			0.022187958	0.586614109	0.0184875	0.31307472	0.022187958	0.586614109	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)										
Факел (дежурная)	0007			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
Факел (дежурная)	0008			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
Факел (дежурная)	0009			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
Факел (дежурная)	0010			0.14791972	4.66479629	0.12325	2.0871648	0.14791972	4.66479629	2022
Факел (дежурная)	0011			0.14791972	3.910760725	0.12325	2.0871648	0.14791972	3.910760725	2022
Факел (дежурная)	0012			0.14791972	3.910760725	0.12325	2.0871648	0.14791972	3.910760725	
(0410) Метан (727*)										
Факел (дежурная)	0007			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
Факел (дежурная)	0008			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
Факел (дежурная)	0009			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
Факел (дежурная)	0010			0.003697993	0.116619907	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.116619907	2022
Факел (дежурная)	0011			0.003697993	0.097769018	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.097769018	2022
Факел (дежурная)	0012			0.003697993	0.097769018	0.00308125	0.05217912	0.003697993	0.097769018	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
Факел (дежурная)	0007			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
Факел (дежурная)	0008			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
Факел (дежурная)	0009			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
Факел (дежурная)	0010			0.014791972	0.466479629	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.466479629	2022
Факел (дежурная)	0011			0.014791972	0.391076073	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.391076073	2022
Факел (дежурная)	0012			0.014791972	0.391076073	0.012325	0.20871648	0.014791972	0.391076073	
Итого по неорганизованным источникам:				1.46984105	2.472769344	1.44201985	0.880848049	1.46984105	2.472769344	



### 8.2.8. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «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.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при пробной эксплуатации месторождения, проводилось на программном комплексе «ЭРА-Воздух» версия 3.0., в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с Приложением № 12).

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.

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

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

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ при эксплуатации месторождения взят расчетный прямоугольник размером 12600х12300 м, с шагом сетки 150 м.

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 разработки месторождения, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

Расчет приземных концентраций проводился с учетом фоновых концентраций по веществам:

Диоксид азота < 0,0420527 мг/м<sup>3</sup>

Сажа < 0,0725804 мг/м<sup>3</sup>.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Расчет рассеивания проводился при пробной эксплуатации месторождения на 2022 год, так как максимальный валовый выброс при эксплуатации приходится на 2022 год.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что эксплуатация месторождения Кенбулак, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. 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.

#### **8.2.9. Предварительное обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)**

Санитарно-защитные зоны устанавливаются в местах проживания населения в целях охраны здоровья и безопасности населения.

Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

В соответствии Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утверждённым приказом исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и соответствии с классификации производственных объектов и сооружений.

Нормативная санитарно-защитная зона для месторождения Кенбулак принимается равной 500 м от крайних источников выбросов (I класс опасности), согласно ранее установленной.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период эксплуатации месторождения, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

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.

#### **8.2.10. Организация контроля за выбросами**

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;

- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Порядок проведения производственного экологического контроля:

- производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

- экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться оператором объекта индивидуально, а также совместно с операторами других объектов по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области

охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Лицо, ответственное за проведение производственного экологического контроля, обязано обеспечить ведение на объекте или отдельных участках работ журналов производственного экологического контроля, в которые работники должны записывать обнаруженные факты нарушения требований экологического законодательства Республики Казахстан с указанием сроков их устранения.

Лица, ответственные за проведение производственного экологического контроля, обнаружившие факт нарушения экологических требований, в результате которого возникает угроза жизни и (или) здоровью людей или риск причинения экологического ущерба, обязаны незамедлительно принять все зависящие от них меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству оператора объекта.

#### **8.2.11. Оценка воздействия на атмосферный воздух**

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период пробной эксплуатации будет следующим:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> 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.

#### **8.2.12. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха**

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации проектных решений, разработанных для данного проекта.

Для безаварийной эксплуатации месторождения должны быть предусмотрены следующие мероприятия организационно-технического характера:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбы с последствиями этих аварий;
- трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

#### **8.2.13. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ**

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при поисковых работах на участке могут быть:

- пыльные бури,

- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на 15-20%.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, и заключается в следующем:

- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%:

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40-60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

### **8.3. Оценка воздействия на водные ресурсы**

#### **8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при**

**производстве работ**

Постоянные водотоки и водоемы в пределах земельных отводов под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют. Однако весенний поверхностный сток или дождевой сток в любое другое время года, омывая плохо организованную площадку буровой, может обогащаться загрязняющими компонентами, в том числе нефтепродуктами, и транспортировать их на некоторое расстояние, загрязняя почво- грунты, зону аэрации.

Конечным базисом стока таких потоков являются местные понижения. Однако, говорить о значимых переносах загрязняющих веществ с временным поверхностным стоком не приходится. Во-первых, проектом предусмотрены многочисленные изоляционные мероприятия, как например, изоляционное перекрытие площадки буровой, и сопутствующих объектов, на которых потенциально могут иметь место разливы, утечки. Во-вторых, интенсивность самого поверхностного стока не позволяет делать выводы о возможности значимых переносов загрязняющих веществ по площади с поверхностным стоком.

С целью предотвращения загрязнения временных потоков поверхностных вод и переноса загрязнений по площади, следует изолировать все технологические площадки, связанные с наличием нефтепродуктов и других загрязняющих веществ, организовать сливы и улавливание возможных проливов, что собственно и предусмотрено проектом. Склад ГСМ, площадка стоянки автотранспорта будут оборудованы изоляционными покрытиями, сливами и уловителями. Таким образом, талые воды и атмосферные осадки теплых периодов года не будут выводиться за пределы технологической площадки, подлежат сбору и отстаиванию и использованию для приготовления, например, бурового раствора.

**8.3.2. Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды**

Загрязнение поверхностных и подземных вод в значительной степени обусловлено загрязнением окружающей среды в целом. Загрязняющие вещества попадают из окружающей среды в процессе природного круговорота.

С поверхности земли вместе с атмосферными осадками они просачиваются в грунтовые воды и в результате взаимосвязи просачиваются в горизонты подземных вод.

Основное воздействие намечаемой деятельности на поверхностные воды в районе непосредственного осуществления планируемых работ и в зоне гидрологического влияния может выражаться в изменении формирования стока и интенсивности эрозионных процессов; загрязнения водного объекта ливневым и снеговым стоком от производственных объектов, строительной техники и транспорта; переувлажнение территорий водой и т.д.

Состояние подземных вод определяется изменением их уровня и химического состава. Потенциальными источниками загрязнения подземных вод в процессе деятельности предприятия месторождении Кенбулак служат:

- фильтрация сточных вод из шламового амбара;
- утечки бурового раствора и пластовых флюидов из разведочных скважин;
- попадание поверхностных загрязнений в водоносный пласт через затрубное пространство водозаборной скважины;
- фильтрация атмосферных осадков, насыщенных продуктами газовых выбросов и загрязнениями, содержащимися в почве, через зону аэрации;
- утечка сырой нефти при транспортировке, хранении, мест образования отходов;
- фильтрация хозяйственно-бытовых сточных вод из септика.

Основными источниками загрязнения подземных вод нефтепродуктами на месторождении являются извлекаемая нефть - утечка сырой нефти, ГСМ, химических реагентов при транспортировке, хранении, места образования отходов - технологические резервуары, отстойники, неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды.

Загрязнение подземных вод может быть также обусловлено межпластовыми перетоками, процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин.

Основными причинами возникновения межпластовых перетоков является некачественный цементаж заколонного пространства и нарушения обсадной колонны.

В случае некачественной цементации обсадных труб возникают искусственные гидрогеологические окна, через которые загрязненные грунтовые воды могут попадать в эксплуатируемый водоносный горизонт.

Выбросы больших количеств сернистого ангидрида, оксидов углерода и азота обуславливают образование кислотных дождей с  $\text{pH} < 4$ . Такие осадки могут существенно изменить состав подземных вод. Попадая на почву, большинство загрязнений сорбируется на геохимических барьерах в зоне аэрации и не попадает в грунтовые воды. Однако, при наполнении сорбционной емкости пород, может произойти загрязнение грунтовых вод с последующим перетеканием эмиссий в более глубокие горизонты.

Источником потенциального загрязнения водоносных горизонтов меловых отложений, перспективных для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, могут быть утечки непосредственно из скважины при повреждении обсадной трубы и цементной изоляции.

Возможность загрязнения подземных вод при проведении геологоразведочных работ в значительной степени определяется защищенностью водоносных горизонтов. Под защищенностью водоносного горизонта от загрязнения понимается его перекрытость отложениями, препятствующими проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли или из вышележащего водоносного горизонта.

Степень защищенности грунтовых вод определяет сумма баллов, зависящая от условий залегания грунтовых вод, мощностей слабопроницаемых отложений и их литологического состава.

В целом воздействие при проведении пробной эксплуатации на состояние подземных и поверхностных вод, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *ограниченное* (2) – площадь воздействия до  $10 \text{ км}^2$ ;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительное* (3) – продолжительность воздействия 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.

### 8.3.3. Мероприятия по охране поверхностных вод

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.



**Рекомендации по охране подземных вод:**

- Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопоявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;
- Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;
- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;
- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаящей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;
- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;
- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);
- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

**8.3.4. Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод**

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли.

Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам.

В целях определения влияния производственной деятельности на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети.

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственного объекта. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить ее пригодность для решения задач охраны подземных вод.

Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин или колодцев. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

В последующем, при дальнейшем осуществлении производственной деятельности

для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- ✓ рН, общая минерализация (сухой остаток);
- ✓ макрокомпонентный состав подземных вод ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Na}+\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ );
- ✓ окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- ✓ суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- ✓ аммоний, нитриты, нитраты;
- ✓ СПАВ, БПК, ХПК;
- ✓ тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы. По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах.

### **8.3.5. Водопотребление и водоотведение**

#### *Водоснабжение.*

Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее 1 раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года №209. Питьевая вода будет доставляться в бутылках объемом 19 литров из ближайшего населенного пункта.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 60 человек. Суточное потребление воды составляет  $0,125 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Водоснабжение буровых установок водой

технического качества предусмотрено из ближайшей водозаборной скважины согласно договору.

Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м<sup>3</sup>

Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

Объемы образования сточных вод рассчитаны от объемов потребления – 70% водопотребления. Объемы образования сточных вод в период бурения и крепления рассчитаны при расчетах объемов отходов бурения, т.к. планируется повторное использование буровых сточных вод, что значительно сокращает объемы образования стоков.

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых, питьевых и технологических нужд привозится согласно договору специализированной организацией.

Сточная вода из умывальников, душевых и кухни будет собираться по системе труб, и сбрасываться в специальные септики, с дальнейшим вывозом согласно по договору.

Таблица 8.3-1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м <sup>3</sup> ) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	129	1,88	1,5	132,38
3	Бурение и крепление	1603,65	37,84	30,28	1671,77
4	Испытание в эксплуатационной колонне	720	10,8	8,64	739,44
5	<b>Итого:</b>	<b>2452,65</b>	<b>60,32</b>	<b>48,22</b>	<b>2561,19</b>

Таблица 8.3-2 Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
На 2022 -2023 годы							
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Хозбытовые сточные воды. Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хозяйственной канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик) объемом 20 м<sup>3</sup>, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Сточные воды сбрасываются в емкость, затем по мере накопления вывозятся на очистные сооружения, согласно заключенному договору.

#### **8.4. Оценка воздействия на недра**

Процесс пробной эксплуатации месторождения Кенбулак будет сопровождаться отрицательными воздействиями на геологическую среду при строительстве скважин и технологических площадок.

Негативное воздействие на геологическую среду в процессе строительства скважин выражается в следующем:

- нарушение сплошности горных пород;
- использование буровых растворов с добавлением токсичных компонентов;
- загрязнение почв отходами бурения;
- загрязнение земной поверхности нефтью и нефтепродуктами;
- нарушение изоляции водоносных горизонтов открытыми стволами скважин в процессе их проходки;
- усиление дефляции и водной эрозии почв на участках нарушения почвенно-растительного слоя;
- возможные перетоки жидкостей в затрубном пространстве и химическое загрязнение водоносных горизонтов.

Воздействия, которые приводят к изменениям свойств геологической среды при разработки скважин, главным образом, возможны в процессе поступления углеводородов из подземного коллектора в затрубное пространство, и связанное с этим загрязнение вышележащих горизонтов подземных водоносных комплексов, является одним из наиболее опасных в экологическом отношении аспектов.

В связи с этим, вопросы, направленные на обеспечение надежной изоляции водоносных горизонтов, являются приоритетными при разработке технологических схем конструкция скважин и методики цементирования колонн.

Загрязнение вредными химическими веществами почв является одним из наиболее широко распространенных в практике и одним из наиболее опасных видов воздействия на геологическую среду.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства площадок под технологическое оборудование. При пересечении водоносного горизонта выемка оказывает мощное осушающее воздействие. При этом может прекратиться полностью или частично поступление грунтовой воды в водоносный слой, расположенный с низовой (по направлению движения грунтовой воды) стороны выемки. В зависимости от вида и состояния грунта зона действия выемки распространяется на десятки и сотни метров в каждую сторону. На прилегающей территории резко меняются условия произрастания растений, создаются благоприятные условия для эрозии почвы.

Влияние автотранспорта в процессе проведения проектных работ включает:

- нарушение почвообразующего субстрата;
- воздействие на рельеф;
- загрязнение почв продуктами сгорания топлива;
- загрязнение почв ГСМ.

Степень воздействия, его интенсивность и масштабы зависят от конкретных условий производства работ.

Воздействие на геологическую среду проектных решений на месторождении будет складываться:

- воздействий на рельеф и почвообразующий субстрат;
- воздействий на недра.

*Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат*

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки месторождения, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя при строительстве площадок скважин и 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 не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

#### **8.4.1. Оценка воздействие проектируемых работ на недра**

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоков в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Принятая проектом конструкция скважин исключат возможность межпластовых перетоков.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом, воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное по отношению к продуктивным горизонтам, и незначительное по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений в процессе разработки месторождения можно отметить следующие моменты:

- ✓ возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
- ✓ передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- ✓ существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

В целом воздействие при проведении пробной эксплуатации на геологическую среду, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *ограниченное* (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup>;

- ✓ 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.

#### **8.4.2. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр**

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки месторождения.

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, грифообразования, 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.

### **8.5. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы**

#### **8.5.1. Характеристика почвенного покрова**

*Общая характеристика.* Здесь преимущественное распространение получили столовые (плавные) равнины, сложенные палеогеновыми и верхнемеловыми отложениями, чередующиеся с обширными низменными поверхностями, котловинами, впадинами и песчаными массивами. Пластовые равнины зачастую ограничены от котловин чинками.

Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории в автоморфных условиях зональных серо-бурых пустынных почв. В зависимости от рельефа местности, характера почвообразующих пород, глубины залегания грунтовых вод, состава растительности, они могут иметь различные видовые свойства и сопровождаться различными интразональными почвами.

Строения и свойства серо-бурых почв определяются особенностями почвообразования, протекающего в условиях сильно засушливого климата и ксерофитно- эфемерного характера растительности. Почвообразовательный процесс в этих условиях отличается прерывистостью и кратковременностью гумусо образования. В короткий весенний период интенсивно развивается растительность и одновременно резко увеличивается биологическая активность почвенной микрофлоры и фауны. Гумуса образуется очень мало, так как растительные остатки за один сезон почти полностью минерализуются. В летний период очень жаркий и сухой, биологические процессы в почве затухают.

Весьма ограниченное количество осадков определяет непромывной тип водного режима и обуславливает карбонатность и солончаковатость серо-бурых почв.

В почвенном покрове серо-бурые пустынные почвы.

*На изучаемой территории выделяются следующие почвенные разности:* серо- бурые пустынные (СБ), солонцы пустынные, автоморфные (СН) и такыры (Тк).

**Серо-бурые суглинистые пустынные почвы (СБ)** формируются под солянково-полынно-боялычевой растительной ассоциацией с эфемероидами.

*Видовой состав:* солянка деревцевидная, ежовник солончаковый, ежовник безлистный, полынь белоземельная, полынь туранская, бурачок пустынный, мятликлуковичный, тюльпаны проникающий и цветковый, ферула каспийская и др.

На поверхности встречается галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки величиной до 2 мм. Гравий встречается по всему почвенному профилю, особенно много на глубине свыше 1 м.

Морфологическое строение серо-бурых суглинистых пустынных почв:

Верхние 0-2 (3) см представляют собой очень сухую хрупкую корочку серого цвета. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета мощностью 10-15 см с комковато-пороховатой структурой, слабо уплотненный, пронизанный корнями растений. Глубже он переходит в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого цвета с комковатой структурой, более плотный и содержащий меньше корней растений. На глубине около 30-35 см появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, количество которого увеличивается книзу, достигая максимума на глубине 1 м.

Гранулометрический состав среднесуглинистый с преобладанием песчаных и пылеватых фракций. Доля частиц крупнее 0,05 мм в некоторых случаях достигает 25-26%. Сюда входят крупные кварцевые песчинки и мелкий гравий. Эти грубые фракции облегчают гранулометрический состав. Несмотря на это - сложение почвенного профиля - плотное. Очевидно, цементации их способствуют карбонаты и другие соли (в частности и гипс при высыхании).

Описываемые почвы на различной глубине содержат 15-20% гипса. Такое скопление гипса в процессе почвообразования обусловлено химическим составом почвообразующих пород, которыми здесь являются отложения третичного и мелового периодов, богатые легкорастворимыми солями, особенно сульфатами магния.

Серо-бурые почвы, как правило, содержат хлоридов в несколько раз меньше, чем сульфатов. Максимум щелочности наблюдается в верхних слоях. Тип засоления хлоридно-сульфатный. Обычно верхний слой (10-15 см) несколько промыт от этих солей и содержит ничтожно малое количество хлоридов.

Максимум карбонатов отмечается в верхних горизонтах с постепенным убыванием книзу. Видимо, это обусловлено характером разложения растительности в условиях пустынного климата. Вымывание карбонатов вниз происходит крайне медленно. Причина - в распределении осадков по сезонам года и температурные условия.

Следует отметить, что морфологический максимум карбонатов в верхней части профиля не наблюдается, но выделение карбонатов кальция в виде белесовых примазок

обнаруживается обычно с глубины 10-20 см.

Гумуса описываемые почвы содержат около 1% с постепенным убыванием книзу. Азота в верхних горизонтах содержится 0,13-0,16%. Емкость поглощения почвы около 10 мг-экв. на 100 г почвы. Из поглощенных оснований доминирует кальций (60-80%), магний и натрий занимают второстепенное значение. В иллювиальном горизонте роль их несколько возрастает, придавая этим почвам некоторую солонцеватость.

Высокий дефицит влаги не позволяет использовать серо-бурые почвы в земледелии без орошения. При орошении и использовании органических и минеральных удобрений можно получать высокие урожаи, но отсутствие местных источников воды, сложный неровный рельеф, щебнистость и др. отрицательные факторы не позволяют их использование в земледелии. Они используются как низкопродуктивные весенне-летние пастбища, преимущественно для верблюдов и овец.

Наличие в верхнем слое почвы хрупкой пористой корки и рыхлое сложение нижележащего горизонта, делают верхние слои неустойчивыми к механическим воздействиям. Поэтому при прохождении автомобильной и другой техники верхний слой почвы до иллювиального плотного горизонта быстро разрушается колесами машин и распыляется, что ведет к образованию глубокой колеи.

Солонцы пустынные автоморфные могут встречаться как небольшими пятнами среди различных серо-бурых почв, так и являться преобладающим компонентом в своеобразных комплексах, образованных ими с зональными почвами. Они формируются, как правило, на засоленных породах в различных по форме и площади микро понижениях на пластовых равнинах, или на шлейфах чинков и останцах в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих воздействия на современный почвообразовательный процесс.

Морфологический профиль солонцов четко дифференцирован на генетические горизонты. Верхний корковый горизонт имеет небольшую мощность (до 6 см) и окрашен в светлые палево-серые тона. Крупнопористая (ноздреватая), отакрыренная корка сменяется более рыхлым, слоеватым светло-бурым подкорковым горизонтом, примерно такой же мощности. Залегающий ниже иллювиальный солонцовый горизонт выделяется темно-бурой окраской, очень сильным уплотнением, вертикальной трещиноватостью и столбчатой или глыбистой структурой. Он содержит большое количество поглощенного натрия, обогащен минеральными коллоидами и отличается более тяжелым механическим составом. Непосредственно под солонцовым горизонтом залегает солевой горизонт с выделениями легкорастворимых солей и гипса в жилковой и мелкокристаллической форме. В нижней части солонцового горизонта и под ним выделяются карбонаты в форме пятен и "белоглазки".

Аutomорфные солонцы подзоны серо-бурых почв характеризуются низкой гумусностью (0,3-0,7%) и невысоким содержанием общего азота (0,02-0,05%) с относительно нешироким соотношением их между собой. В солонцовом горизонте органического вещества иногда бывает больше, чем в выше расположенном, что, по-видимому, связано с высокой подвижностью органического вещества в щелочной среде и качественным составом гумуса.

В составе гумуса солонцов преобладают низкомолекулярные фульвокислоты. Эти почвы отличаются высокой карбонатностью всего почвенного профиля. Уже в корке содержание углекислоты превышает 4,0%, с глубиной несколько снижается, а за тем достигает своего второго максимума сразу под солонцовым горизонтом.

Солонцовый горизонт (18-28 см) отличается также высоким, близким к максимуму, количеством карбонатов. Поглощающий комплекс пустынных солонцов на фоне относительно невысокой емкости обмена (8-14 мг-экв. на 100 г почвы) насыщен щелочноземельными катионами. При этом содержание поглощенного натрия высокое не только в солонцовом горизонте и под ним (более 25% от суммы), но и в поверхностных солонцовых горизонтах.

Описываемые пустынные солонцы по содержанию воднорастворимых солей относятся к солончаковым. Их сумма уже в солонцовом горизонте превышает 0,3% и с глубиной



постепенно возрастает. Реакция водных почвенных суспензий сильнощелочная несколько снижающаяся на глубине. По гранулометрическому составу профиль солонцов дифференцируется на два горизонта - элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором наблюдается их накопление.

Такыры среди серо-бурых пустынных имеют ограниченное распространение на данной территории, распространены также южнее исследуемого участка. Они отличаются от серо-бурых пустынных почв тем, что их поверхность отакырена и уплотнена. В профиле отчетливо выражена такыровидная корка, разбитая заплывающими трещинами на полигоны. Корка палево-светло-серая, расслаивающаяся в нижней части. Под коркой обособляется такого же цвета слоеватый подкорковый горизонт.

Горизонт «В» у этих почв выражен не всегда ярко. Он окрашен в светлые буроватые тона и имеет комковатую структуру. Мощность гумусового горизонта (А+В) может достигать до 30-40 см.

Такыровидные почвы обладают низкой гумусностью (около 0,9%) и малым содержанием азота (0,04-0,06%). Отношение органического углерода к азоту невысокое, суживающееся с глубиной. Содержание карбонатов довольно высокое (7,0-8,0%) и относительно равномерно распределенное по вертикальному профилю.

Поглощающий комплекс почв, на общем фоне небольшой суммы обменных оснований (6,0-10,0 мг-экв на 100 г почвы), насыщен катионами кальция и отчасти магния. В более глубоких горизонтах несколько возрастает и доля обменного натрия.

Верхняя часть почвенного профиля свободна от легкорастворимых солей. Заметную роль в вещественном составе почв они начинают играть лишь на глубине около одного метра. Реакция водных почвенных суспензий щелочная, переходящая с глубиной в сильнощелочную. По механическому составу эти почвы представлены легкосуглинистыми разновидностями. Такыры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении проведение каких-либо работ не возможно или очень сильно затруднено. Такыры относятся к неудобным землям.

#### **8.5.2. Характеристика видов воздействия на почвы**

Проектом предусматривается пробная эксплуатация месторождения Кенбулак. Деградация растительного покрова вокруг буровой установки будет отмечаться радиусом около 200-300 м. После завершения буровых работ предусмотрена рекультивация нарушенных земель, после произойдет их медленное самозарастание.

В результате строительства скважин на растительность будет воздействовать, в основном, работа автотранспорта, присутствие на производственной площадке людей и их производственная деятельность.

В местах разового прохождения *автотранспорта* по «целине» в сухую погоду по почвам, солонцам и солончакам будет незначительное ухудшение жизненного состояния растительных сообществ в автомобильной колее (поломка стеблей полукустарничков, примятые к земле травянистые виды растений). Глубина автомобильного следа составляет на сухих почвах 3—7 см. Разовое прохождение автотранспорта во влажный период года по солонцам и солончакам способствует образованию колеи глубиной до 25-30 см.

Многократное прохождение транспортной техники по одной колее может привести к уничтожению растительного покрова в ней. Темпы разрушения растительности определяются природными свойствами (устойчивостью) самих растений, лито-эдафическими условиями местообитаний, генетическими особенностями территории и климатическими условиями. В связи с этим наиболее быстрому разрушению подвергается растительность почв легкого механического состава и солончаков. В первом случае будет наблюдаться значительное углубление колеи и развитие дефляционных процессов; во втором

– развитие водной эрозии.

Как показывают полевые наблюдения на территории подобной контрактной, в местах прохождения автотранспорта происходит достаточно быстрое восстановление растительности. В течение вегетационного периода формируются разреженные группировки однолетних соянок, что свидетельствует о достаточно высоких компенсационных возможностях однолетней растительности.

*Опосредованное воздействие через атмосферу* проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования, используемого при буровых работах.

Сернистый газ через ассимиляционный аппарат проникает в клетки, подавляет в клетке процессы фотосинтеза, нарушает обмен, происходит ухудшение роста и отмирание отдельных органов растений. Однако, активный ветровой режим и высокая скорость рассеивания загрязнителей в атмосфере, практически полностью сведут воздействия этого типа к минимуму.

При эксплуатации дороги будет наблюдаться запыление и незначительное воздействие продуктами сжигания топлива автотранспорта на прилегающую к трассе растительность. Однако данные виды воздействия неизбежны при любых видах производственной деятельности и не окажут существенного влияния на сопредельные территории.

Оценка возможных воздействий на почвы при производстве работ, степени нарушенности почвогрунтов и их устойчивости к техногенным нагрузкам приведены в таблице 8.5-1.

Таблица 8.5-1 - Трансформация почвогрунтов при производстве работ

Источники техногенных воздействий	Типы нарушений	Степень нарушений	Устойчивость почв, возможность к самовосстановлению
Дороги без твердого покрытия	Нивелировка рельефа, уплотнение и распыление грунтов, изменение морфологических свойств почв	Полное уничтожение почвенного покрова, развитие эрозионных процессов	Неустойчивы в увлажненном состоянии, восстановление в течение 3-5 лет после снятия воздействия
Рабочие площадки скважин	Нивелировка поверхности, нарушение целостности почвенного покрова, захламление территории металлоломом и др., загрязнение отходами бурения, нефтью, ГСМ	Полное уничтожение почвенного покрова в радиусе 50 м, частичное - в радиусе 100 м	Средняя устойчивость, слабая восстановительная способность в случае загрязнения нефтью
Вахтовый поселок	Нивелировка поверхности, нарушение целостности почвенного покрова, уплотнение верхнего слоя почв, загрязнение ГСМ и др.	Полное уничтожение почвенного покрова в радиусе 50 м	Низкая устойчивость, слабая восстановительная способность в случае загрязнения нефтью

В целом, в результате проведения планируемых работ предполагается, что в пределах всей отведенной под площадки скважин площади будет полностью уничтожен почвенный покров. В результате здесь будут образованы антропогенно-перемешанные переуплотненные почвогрунты, достаточно загрязненные различными веществами и мусором.

Планируемые проектно-технические решения и рекультивация земель после окончания работ позволяют сделать вывод, что влияние на почвенно - растительный покров снижено до возможно минимального воздействия.

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 пробной эксплуатации на месторождении на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *ограниченное* (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup>;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительное* (3) – продолжительность воздействия отмечается 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.

#### **8.5.3. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров**

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении 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 замасленных участков, в случае возникновения.

#### **8.5.4. Предложения по организации мониторинга почвенного покрова**

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Мониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почво-грунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного мониторинга...».

В настоящее время на территории месторождения ведется мониторинг почвенного покрова.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для

химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории месторождения охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

## **8.6. Оценка воздействия на растительный мир**

### **8.6.1. Растительный мир в районе расположения месторождения**

Растительность является основным функциональным блоком экосистемы. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противозрозионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Хозяйственная деятельность в степных районах способна глубоко изменять природную обстановку и может привести к вторичному, уже самопроизвольному, расширению среды активно идущих изменений окружающей среды.

Флористически северная подзона относительно бедна. Это может быть объяснено двояко: во-первых, тем, что в северных пустынях слабо развиты эфемеры, эфемероиды гелиофиты, во-вторых, северные пустыни имеют равнинный рельеф и в геологическом отношении более молоды, а поэтому здесь отсутствуют реликтовые элементы.

Зональная растительность представлена ксерофильными и галофильными полукустарниками (полынями и солянками). Из других жизненных форм распространены псаммофильные кустарники, коротковегетирующие многолетние и однолетние травы, длительновегетирующие многолетники и ксерофильные кустарники.

Доминирующей жизненной ландшафтной формой, участвующей в сложении наиболее широко распространенных сообществ, является ксерофильный и галофильный полукустарник, как наиболее устойчивая форма в этих экстремальных условиях. На первом месте стоят боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) и полыни (виды рода *Artemisia*) в сочетании с биюргуном. А также солянка восточная (*S. orientalis*), солянка Паульсена (*S. paulseni*), биюргун (*Anabasis salsa*), кустарники: саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*), жузгун (*Calligonum aphyllum*), эфемеры: осока вздутая (*Carex physodes*), мортук восточный (*Eremopyrum orientale*), мятлик луковичный (*Poa bulbosa*), разнотравье: жантак (*Alhagi kirgizorum*), которые в различных сочетаниях образуют следующие сообщества: боялычево-полынные, белоземельнополынно-кейреуковые, черносаксаулово-белоземельнополынные, биюргуновые – по равнинам; кустарниково-полынные по песчаным массивам. Боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) – очень соле- и засухоустойчивый. Занимает огромные пространства на серо-бурых почвах различной степени засоления (практически большая часть исследуемой территории) (выдел II, контур 1, 2, 3). Чаше встречаются боялычево-полынные, боялычевые и боялычево-белоземельнополынные сообщества в комплексе с белоземельнополынно-кейреуковыми и биюргуновыми. Видовой состав боялычевой формации скуден.

Проективное покрытие почвы боялычевыми растительными группировками от 10 % (на нарушенных участках) до 80 % (в коренных сообществах). Субэдикторами боялычевой формации являются следующие растения: ежовник солончаковый (*Anabasis salsa*), (*Artemisia terrae-albae*), (*A. turanica*), (*A. maicara*). Наличие перечисленных субэдикторов позволяет выделить боялычево-полынные и боялычево-белоземельнополынные ассоциации.

По своим кормовым качествам боялыч относится к кормам среднего достоинства.

В северо-восточной части исследуемой территории доминируют сообщества полыни белоземельной (*Artemisia terrae-albae*) в комплексе с биюргуновыми. Чаще всего встречаются белоземельнополынно-кейреуковые (выдел I, контур 1) и белоземельнополынно-черносаксауловые группировки (выдел 1, контур 2). Встречается много эфемеровых пятен. Видовой состав довольно беден и однообразен.

Широкое распространение полыни белоземельной и разнообразие сообществ, в которых она доминирует, объясняется большой экологической приспособляемостью и нетребовательностью к почвам. Полынь белоземельная – хорошее кормовое растение пустынь, питательная ценность которого особенно высока в осенне-зимне-весенний период. На данной территории субдоминантами полыни являются эфемеры – бурачок пустынный, мортук восточный, эфемероид мятлик луковичный; единично встречаются ревень татарский, липучка полуголая, однолетние солянки – климакоптера супротивнолистная, гиргенсония супротивноцветковая, клоповник пронзеннолистный.

Формации биюргуна также являются типичным представителем галофитного варианта растительности. Эта формация широко распространена по сопредельной территории на щебнистых, солонцеватых почвах, солонцах и такырах. В большинстве случаев биюргунники бывают чистыми, располагаются пятнами среди боялычевых и белоземельнополынных сообществ.

Незначительную площадь исследуемой территории занимают пески с распространенными на них псаммофитными сообществами.

По склонам и вершинам песчаных массивов распространена группа белоземельнополынно-еркековых и еркеково-полынно-кустарниковых сообществ. Здесь большую роль играет рыхлодерновинный злак пырей ломкий (еркек) (*Agropyron fragile*) – прекрасное кормовое растение для всех видов скота во все сезоны. Еркек хорошо противостоит выпасу, засухе и морозоустойчив, но плохо переносит засоление и уплотнение. Субдоминантами служат полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), жантак (*Alhagi kirgizorum*), солянки (*Salsola arbuscula*, *S. pestipera*, *S. nitraria*, *S. orientale*), эфемеры (*Poa bulbosa*, *Eremopyrum orientale*) (выдел V, контур 2). Межбугровые понижения заняты биюргуновыми ассоциациями.

Для бугристо-грядовых песков характерно наличие кустарниково-полынных, кустарниково-эфемеровых, саксаулово-эфедровых сообществ с преобладанием саксаула белого (*Haloxydon persicum*), боялыча (*Salsola arbuscula*), жузгуна безлистого (*Calligonum aphyllum*), терескена роговидного (*Eurotia ceratoides*), полыней: белоземельной (*Artemisia terrae-albae*), на разбитых склонах бугров – полыни джунгарской (*A. songorica*), песчаной (*A. arenaria*). Из эфемеров преобладают осока вздутая (*Carex physodes*), костер кровельный (*Bromus tectorum*), мятлик луковичный (*Poa bulbosa*). В небольшом количестве повсеместно присутствует разнотравье – сирения стручковая, льнянка длинношпаровая, хвойник двухколосковый, хондрилла сомнительная, ирис тонколистный, молочай Сегиеровский, цмин песчаный, триостница перистая, ковыль Шовицовский (выдел VI).

Флористический состав обследованной территории месторождений Акшабулак, Нуралы, Аксай насчитывает 86 видов растений, относящихся к 17 семействам. Самыми многочисленными являются семейства маревых – 21 вид и крестоцветных – 20 видов. Значимую роль в сложении травостоя играют семейства сложноцветных – 11 видов и злаковых – 9 видов, 6 видов насчитывает семейство бобовых. Количество видов в остальных встречающихся на территории месторождения семействах колеблется от 1 до 4.

На исследуемой территории произрастает ряд дикорастущих растений, имеющих хозяйственное значение. К ним относятся кормовые, лекарственные, технические, дубильные и волокнистые культуры.

Многие пустынные виды обладают высокой питательной ценностью и служат хорошим кормом для диких и домашних животных.

Лекарственные растения: ежовник безлистный, биюргун, верблюжья колючка.

### **8.6.2. Факторы воздействия на растительность**

Процесс проведения разработки месторождения, связанный со строительством скважин и размещением технологического оборудования, окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве подъездных дорог и площадок растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Величина механического воздействия находится в прямой зависимости от размера и количества технологических площадок, протяженности дорог и подъездов.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважин и при ее транспортировке. 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 газа, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: углеводородов, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

### **8.6.3. 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 пробной эксплуатации месторождения 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, характеризующимся 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. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. 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 месторождении на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:***

✓ пространственный масштаб воздействия – *ограниченное* (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup>;

✓ 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.

#### **8.6.4. Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности**

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

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.

#### **8.6.5. Предложения по мониторингу растительного покрова**

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах

окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами. Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года. Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

## **8.7. Оценка воздействия на животный мир**

### **8.7.1. Характеристика животного мира**

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны. На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано- афганской и пустынной казахстанской фауне.

В пустыне много хищных (лисица-корсак, волк и др.) и копытных (сайгак) животных, а также грызунов, птиц (рябки и др.) в дельте Сырдарьи акклиматизирована ондатра.

Особую ценность эта территория имеет для бетбакдалинской группировки сайги. Здесь пролегают ее основные миграционные пути, располагаются места зимовок и летовок.

*Пресмыкающиеся* играют заметную роль в биогеоценозах региона и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении нефтегазового месторождения.

*Земноводные.* На территории Приаралья распространен лишь один вид амфибий - *зеленая жаба*. Она имеет очень широкий диапазон приспособляемости, что позволяет ей переносить высокую сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды. При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей. Ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни. Она активна 7 месяцев в году. В дневное время в качестве пастбищ использует покинутые норы грызунов или зарывается в мягкий грунт. Повсеместно является одним из полезнейших животных.

*Птицы.* Орнитофауна рассматриваемого района и сопредельных территорий насчитывает более 160 видов. Из них гнездящихся 47 видов, зимующих 18 видов и встречающихся на пролете 97 видов. Основная масса птиц встречается на пролете. Среди них имеются редкие и исчезающие птицы, внесенные в Красную книгу Казахстана.

Фоновыми видами птиц в данном районе являются малые жаворонки, пустынные



славка и каменка, зеленые и золотистые щурки, в целом составляющие более половины населения птиц.

Из числа гнездящихся птиц в районе достаточно обычны, а местами многочисленны, зерноядно-насекомоядные виды жаворонков: малый, хохлатый, степной и двупятнистый. Эти виды обитают как в песчаных биотопах, так на глинистых участках, почти лишенных растительности.

Из насекомоядных птиц на глинистых участках обычны каменки (пустынная и плясунья), гнездящиеся преимущественно в покинутых норах грызунов и полевой конек. Из дендрофильных видов, связанных с кустарниковой и древесной растительностью, характерны два вида славков (пустынная и славка-завирушка), а также тугайный соловей. Из журавлеобразных в районе изредка гнездятся журавль-красавка и джек.

Из хищных дневных птиц отмечено гнездование курганника и степного орла. Там где высока численность зайцев, гнездится могильник. Кроме того, в этом районе гнездятся мелкие соколиные - обыкновенная пустельга и луговой лунь.

Обычными, местами многочисленными видами, в рассматриваемом районе являются представители ракшеобразных: зеленая и золотистая щурки, удод. С постоянными и временными поселениями человека связаны полевой и домовый воробьи. Среди хищных ночных птиц здесь зарегистрирован филин, но более многочислен и характерен для этого района домовый сыч.

*Млекопитающие.* Современный состав териофауны района включает в себя 35 вида животных. Из них 3 вида относятся к отряду насекомоядных, 4 - к рукокрылым, 7 - к хищным, 1 - к парнокопытным, 19 - к грызунам, 1 - к зайцеобразным.

Наиболее характерной чертой фауны млекопитающих рассматриваемого района является присутствие в ней большого количества типичных пустынных и полупустынных видов, обитающих как на песчаных территориях, так и на участках глинистой пустыни.

Из млекопитающих наиболее заметную роль в исследуемом районе играют ценные промысловые звери (сайгак, лисица, заяц, корсак и волк), а также животные являющиеся переносчиками инфекционных болезней (песчанки и другие виды тушканчиков).

При эксплуатации месторождений необходимо уделить особое внимание одному из наиболее обособленных представителей семейства полорогих сайгаку.

В Казахстанской части ареала сайгака в настоящее время выделяют три очага обитания животных. Обитающие вблизи рассматриваемой территории сайгаки относятся к бетпакдалинской популяции.

Районы сезонных скоплений и основные миграционные пути сайгаков привязаны к равнинам и впадинам с мягкими, оглаженными формами рельефа. Эти животные ежегодно совершают весенние и осенние миграции между районами зимовок и летовок. Вызваны они необходимостью смены пастбищ и влиянием глубокого снежного покрова. Бетпакдалинская популяция сайгаков мигрирует с мест зимовок в двух направлениях: северном и северо-западном.

#### *Миграции животных*

Особенность экологии сайги - постоянное перемещение в пределах территории занимаемой местной популяционной группировкой. Основное направление весенних миграций происходит в на север из песков и полупустынь в степи. Представители данной популяционной группировки сайги совершают весенние перемещения в направлении с юго- востока Кызылординской области на северо-запад. Пути миграции сайги в весенний период проходят к юго-востоку от обследуемой территории месторождения.

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водопоев. Наиболее продолжительные кочёвки сайга совершает весной и осенью. Миграцию к местам окота и летовок начинает в конце марта, начале апреля. Скорость миграций колеблется от 5 до 20 км за сутки при благоприятных кормовых условиях, но

может возрастать до 40 - 45 км при похолоданиях. В период окота суточная подвижность не превышает 10 км. Максимальная скорость передвижения сайги 80 км в час, а скорость перемещений 40-50 км в сутки. Осенние зимние миграции происходят в направлении с севера на юг. Южная граница миграций определяется климатическими условиями.

Во время миграций сайгаки гибнут на переправах через водоёмы, в районах проезжих дорог и при столкновении с автотранспортом. Стадность колеблется в зависимости от сезона года и биологических циклов. В первой половине декабря стада разделяются на мелкие - гонные группы. В январе, феврале стада увеличиваются. В марте они разделяются на группы самцов и небольшие стада самок. После окота стада распадаются на мелкие группировки, а осенью увеличиваются.

Через долину Сырдарьи в направлении юг - север вдоль временных водоёмов и скважин проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. В большинстве это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, журавли, различные кулики.

Водоплавающие и околотовдные пернатые используют при миграции временные водоёмы, соры, артезианские скважины и концентрируются вокруг них. Хищные пернатые мигрируют единичными особями, и совершают пролёт в направлении с юга на север, широким фронтом не придерживаясь определённого пути.

Миграции пернатых - растянуты по срокам весенние и осенние перелёты. В весенний период большинство видов мигрирует в марте-апреле, в осенний - в сентябре-октябре.

Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Наиболее многочисленны весной серый гусь, кряква, чирки, шилохвость, красноносый нырок. Среди обширной группы куликов в большом числе мигрируют круглоносые плавунчики, турухтаны, кулики-воробьи, чернозобики и краснозобики. Среди чаек наиболее многочисленны озерные чайки, среди крачек доминируют белошекая и речная. Среди хищных преобладают степной орёл, камышовый лунь и обыкновенная пустельга. Среди мигрирующих представителей рябковых в подавляющем большинстве встречаются белобрюхий рябок и саджа. Среди воробьинообразных малый и полевой жаворонки, скворцы, коноплянки и овсянки.

Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграций встречаются дендрофильные пернатые дроздовые, славковые, вьюрковые и овсянки, а также птицы открытых пустынных и степных ландшафтов (жаворонки, коньки, трясогузки, каменки).

Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь. Перемещения в сторону зимовок многих куликов, ракшеобразных, крачек, а из воробьиных птиц славковых, трясогузок, скворцов и др. достаточно интенсивно проходят с середины августа до середины сентября. Массовый пролет водоплавающих и некоторых околотовдных птиц проходит в сентябре-октябре, а при позднем наступлении холодов даже в ноябре.

Ночная миграция отмечена у представителей 6 отрядов птиц. Из них в количественном отношении преобладали воробьиные, утиные, кулики и чайки. Плотность ночной миграции в этом районе достаточно высокая в низовьях реки Сарысу составляет 1200 птиц/час на фронт шириной 1 км, что значительно превышает показатели в малообводненных районах, таких как Кызылкумы (540 птиц/час) и близка по параметрам с озерами Балхаш-Алакольской системы (850 птиц/час).

По наблюдениям дневная миграция в большой мере зависит от обводненности территории, ночью миграционные потоки распределены более равномерно, с небольшой концентрацией их над водоемами. Плотность ночной миграции превышает дневную в десятки раз.

Численность мигрирующих птиц различается по сезонам, в пределах 3-4 раз между весной и осенью и обусловлена увеличением количества птиц за счет размножения. Численность водоплавающих пернатых возрастает в 3-5 раза, куликов и чаек - в 2-3 раза.

### 8.7.2. Оценка современного состояния животного мира

Осуществление проектируемых работ на месторождении окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

**Механическое воздействие** на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере местобитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе нефтепродуктов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения не равномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей).

Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения углеводородами (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

В целом воздействие при разработке месторождения на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup>;

- 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.

### 8.7.3. 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.

#### **8.7.4. Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира**

Воздействие пробной эксплуатации месторождения Кенбулак 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, непересекающих 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.

#### **8.7.5. Предложения по мониторингу животного мира**

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади.

Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности. Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

#### **8.8. Физическое воздействие. Шум. Вибрация. Свет**

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить: воздействие шума;

- воздействие вибрации;

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение.

### **Шумы**

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

**Источники шума естественного происхождения.** В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами  $3 \cdot 10^{-3}$  Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздушных масс в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуются инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

**Источники шума техногенного происхождения.** К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

### **Биологическое действие шумов**

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инfrasound неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д. Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110—120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ — разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

**Таблица 8.8-1 - Предельно допустимые дозы шумов**

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

**Таблица 8.8-2 - Предельные уровни шума**

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие безразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д. В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

#### **Комплекс мероприятий по снижению шума**

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

### **Звукопоглощение**

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

### **Звукоизоляция**

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

*Звукоизолирующие ограждения.* Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного ограждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые,



минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400кг/м<sup>3</sup>, резиновые прокладки).

*Звукоизолирующие кожухи.* Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

*Акустические экраны.* Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

*Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.*

### **Вибрация**

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

*Вредные* вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения. *Полезные* вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакuumные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

#### **Биологическое действие вибраций**

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

#### **Методы и средства защиты от вибраций**

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов. Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

#### **Виброгашение**

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

#### **Виброизоляция**

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

### Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздуховоды и т.п.).

### Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

### Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением, называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO<sub>2</sub>, паров H<sub>2</sub>O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

**Тепловые загрязнения.** Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые

загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива. При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

#### **Свет**

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить незначительный и локальный характер.

#### **Электромагнитное излучение**

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

#### **Электромагнитные поля (ЭМП)**

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения. Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных

объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

### **Биологическое действие ЭМП**

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1см<sup>2</sup> облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

### **Защита от воздействия ЭМП**

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и

общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

**Способ защиты расстоянием и временем.** Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени. **Способ экранирования ЭМП.** Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

**Радиопоглощающие материалы (РПМ)** используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п. Количество наполнителя достигает 40%.

Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов,

имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажей, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу /4. Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широко плотностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия – (1) – низкая;

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8).

#### **8.8.1. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений**

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);

- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

*Вибрационная безопасность* труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

*Уровни электромагнитных полей* на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 МГц – 300 ГГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью  $\leq 30\%$ .

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты



от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актиометрами, а спектральную интенсивность излучения – инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> 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) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *низкая* (1-8)

– воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

#### **8.8.2. Радиационная безопасность**

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на

технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;

4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;

5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;

6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;

7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;

8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

В целом же воздействие ионизирующего излучения (эффективная доза) для населения на

состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.
- интенсивность воздействия – (1) – 1 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5мЗв/год.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8).

### **8.8.3. Рекомендации по снижению радиационного риска**

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения углеводородов, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с углеводородами и пластовыми водами, места разливов углеводородов и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1мЗв в год.

## **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**

### **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, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ- 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 различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе строительства скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами в процессе строительства скважины являются:

- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- промасленная ветошь,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- использованная тара;
- отработанные масла,
- коммунальные (ТБО) отходы.

При эксплуатации месторождения образуются следующие виды отходов производства и потребления:

- промасленная ветошь,
- металлолом,
- отработанные масла,
- огарки сварочных электродов,
- коммунальные (ТБО) отходы.

#### **Отходы производства и потребления**

**Отходы бурения.** Основным видом отходов при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор.

Для предотвращения загрязнения почвенного покрова и подземных вод отходы бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) после выброса должны сбрасываться в шламовую емкость, вторая пустая (резервная) емкость находится рядом. Емкости устанавливаются на специально отведенной площадке. По мере заполнения первой емкости она ставится на платформу трейлера-контейнеровоза, на место первой емкости ставится резервная емкость.

Перечень опасных свойств отходов: НР14 - экотоксичные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: образуются в результате бурения скважин.

Реакционная способность: неакционноспособные (бурная реакция с водой – отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

**Отработанный буровой раствор (ОБР)** – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

**Буровой шлам (БШ)** – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна -  $2,1 \text{ т/м}^3$ , при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.

2,1: 1,2 =  $1,75 \text{ т/м}^3$

**Буровые сточные воды (БСВ)** – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.

**Промасленная ветошь** относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO<sub>2</sub> – 1,85%, смолистый

остаток – 9,3%.

Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

**Металлолом** – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%):  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 89,12%,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 0,1%,  $\text{MgO}$  – 0,85%,  $\text{Cu}$  – 1,7%. В отходе присутствуют также  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{MnO}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{V}_2\text{O}_5$ ,  $\text{Cr}$ ,  $\text{Co}$ ,  $\text{Mo}$ .

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

**Огарки сварочных электродов** - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%):  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 79,2%,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 6,13%,  $\text{MgO}$  – 8,9%  $\text{Cu}$  – 1,3%. Класс опасности 4. Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

– Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

**Отработанные масла** являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с повторным использованием на предприятии. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%,  $\text{Fe}$  – 0,75%,  $\text{Zn}$  – 0,80%.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

**Коммунальные отходы** Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 1,85%,  $\text{SiO}_2$  – 1,6%. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

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.

Все отходы вывозятся подрядными организациями на договорной основе.

#### **9.1.1. Расчет количества образующихся отходов при строительстве скважины на месторождении Кенбулак**

*Объем бурового шлама определяется по формуле:*

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 92,818 \times 1,2 = 111,382 \text{ м}^3 \text{ или } \mathbf{194,92 \text{ т/1скв.}}$$

где  $K_1 = 1,2$  - 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:

$$V_{ОБР} = K_1 \times K_2 \times V_n + 0,5 \times V_{ц},$$

где:

$K_1$  – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы,  $K_1 = 1,2$

$K_2$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламона выбросите 1,052

$V_{ц}$  – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{обр}$  – удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 92,818 + 0,5 \times 120 = 94,627 \text{ м}^3 \text{ или } \mathbf{95,887 \text{ т/1 скв.}}$$

Объем буровых сточных вод ( $V_{б.с.в.}$ ) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в.} = 0,25 \times V_{о.б.р.}$$

$$V_{б.с.в.} = 0,25 \times 94,627 = 23,65675 \text{ м}^3 \times 1,08 = 25,54929 \text{ т/1скв.}$$

Плотность – 1,08 т/м<sup>3</sup>

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м<sup>3</sup> (30+20м<sup>3</sup>), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

#### **Промасленная ветошь**

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

$N$  – количество промасленной ветоши, т/год;

$M_o$  – поступающее количество ветоши, 0,0095 т/период;

$M$  – норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

$W$  – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.  $W = 0,15 \times M_o$

$$N = 0,0095 + 0,006 + 0,0075 = 0,023 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

**Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)**

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:  $m$  – масса мешка, 0,003 т.

$N$  – количество мешков, 29 шт/ пер.;

$m$  – масса пластиковой канистры, 0,015 т.

$N$  – количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.;  $M_{отх} = (29 * 0,003) + (29 * 0,015) =$   
**0,52 тонн/пер.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

**Металлолом**

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **1,5 тонн**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

**Огарки сварочных электродов**

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$  – расход электродов, 1,38 т/год;

$Q$  - остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = 1,38 * 0,015 = 0,0207 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

**Количество отработанного масла**

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где  $N_d$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

0,3 – доля потерь трансмиссионного масла от общего его количества.

$N_d = Y_d * H_d * \rho$ , т, где  $Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$H_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$H_d$  – норма расхода трансмиссионного масла, при использовании дизтоплива – 0,004 л/л топлива;



$\rho$  – плотность моторного масла - 0,93 т/м<sup>3</sup>

**Расчет объемов отработанного моторного масла**

Наименование топлива	Количество топлива $Y_d$ м <sup>3</sup> /период	Норма расхода моторного масла а, л/л топлива $H_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Отработанное масло $N$ т/период
Дизельное топливо	333,2	0,032	0,93	9,6	2,4

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствии с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

**Коммунальные отходы**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и 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.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где:

$n$  – ориентировочное количество человек,  $n = 60$ .

$T$  - время проведения проектируемых работ - 62 сут/период.

$$M = 0,986 \times 60 \times 62 = 3715 \text{ кг или } 3,715 \text{ тонн.}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м<sup>3</sup> при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважины, представлены в таблице 9.1-2.

**Таблица 9.1-2 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважины**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год	
		2022 год	2023 год
1	2	3	
Всего	-	298,9857	298,9857
в т.ч. отходов производства	-	295,2707	295,2707
отходов потребления	-	3,715	3,715
<b>Опасные отходы</b>			
Буровой шлам	-	194,92	194,92
Отработанный буровой раствор	-	95,887	95,887
Промасленная ветошь	-	0,023	0,023

Отработанные масла		2,4	2,4
Использованная тара (мешки)	-	0,52	0,52
<b>Неопасные отходы</b>			
Огарки сварочных электродов	-	0,0207	0,0207
Металлолом	-	1,5	1,5
Коммунальные отходы	-	3,715	3,715
<b>Зеркальные</b>			
-	-		

### 9.1.2. Ориентировочный расчет объемов образования отходов производства и потребления при пробной эксплуатации

**Отработанные люминесцентные лампы** образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных 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<sub>p</sub> – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы – 400 гр.

$$N = 80 * 4380 / 15000 = 23,36 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,0093 т/год.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

#### **Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где: M<sub>o</sub> - количество поступающей ветоши 0,02 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M = M<sub>o</sub> \* 0,12); W - норматив содержания в ветоши влаги (W = M<sub>o</sub> \* 0,15);

$$N = 0,02 + (0,02 * 0,12) + (0,02 * 0,15) = 0,03 \text{ т/пер.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

#### **Отработанные масла**

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МинОС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где N<sub>d</sub> – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$N_d = Y_d * H_d * \rho$ , т, где  $Y_d$  – расход дизельного топлива за год, 255 м<sup>3</sup>;

$H_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла - 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_d$ м <sup>3</sup> /период	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $H_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Отработанное масло $N$ т/период
Дизельное топливо	255	0,032	0,93	7,6	1,9

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствии с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

**Металлолом.** Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **1,5 тонны**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию). Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи.

Предварительно собираются специально отведенном месте. Срок временного хранения– 30 суток.

**Коммунальные отходы** образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и 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.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где:

$n$  – ориентировочное количество человек,  $n = 40$

$T$  - время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 40 \times 365 = 14395,6 \text{ кг или } 14,4 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м<sup>3</sup> при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

**Таблица 9.1-3 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период пробной эксплуатации**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
----------------------	---	----------------------------

1	2	3
<b>Всего</b>	-	17,8393
в т.ч. отходов производства	-	3,4393
отходов потребления	-	14,4
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные люминесцентные лампы	-	0,0093
Промасленная ветошь	-	0,03
Отработанные масла	-	1,9
<b>Не опасные отходы</b>		
Металлолом	-	1,5
Коммунальные отходы	-	14,4
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

**Таблица 9.1-4 – Сведения об утилизации отходов**

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Отработанные люминесцентные лампы	20 01 21*	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отходы бурового шлама	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Вывозятся на договорной основе сторонней организации.
Отработанный буровой раствор	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Использованная тара	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Металлолом	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Вывозятся по мере накопления на собственный полигон и сдаются на договорной основе сторонней организации.

## 9.2. 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 на утилизацию или на переработку.

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.

### **9.3. Программа управления отходами**

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 образуемых отходов, 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, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному 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.

### **9.4. 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 месторождении, 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 месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- 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 месторождении 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.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

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 км<sup>2</sup> 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.

#### **9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

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.

## **10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ**

### **10.1. Оценка риска возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения**

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

#### **10.1.1. Виды аварийных ситуаций, их причины и меры их предупреждения**

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно



вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при пробной эксплуатации месторождения на рассматриваемом месторождении являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

## **10.2. Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий**

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму

воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при пробной эксплуатации месторождения на предприятии:

- ✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- ✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- ✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- ✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;
- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;
- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;
- ✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;
- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.
- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.

✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разработки месторождений.

### 10.3. Мероприятия по снижению экологического риска

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;
- применять в технологических жидкостях и процессах невисокотоксичные химические реагенты;
- предусмотреть герметизированную систему продуктопроводов, транспорта газа и продувочной системы;
- проводить гидроиспытания технологического оборудования и продуктопроводов на герметичность и прочность;
- усиление устройства битумно-полимерной защиты подземного продуктопровода;
- все бетонные поверхности, засыпаемые грунтом, покрыть горячим битумом за два раза;
- под все бетонные основания выполнить щебеночную подготовку с пропиткой битумом до полного насыщения;
- трубопровод, арматура и опоры окрасить 2 раза водостойкой эмалевой краской БТ-177 по двойной грунтовке ГФ-021.

В таблице ниже рассмотрены риски природных и антропогенных воздействий, угроза которых существует в период ведения работ. Риски разбиты, согласно существующей методики, на 4 составляющие и квалифицированы следующими показателями: ОН – очень низкий; Н – низкий; С – средний; В – высокий.

**Таблица 10.1-1 - Риски и последствия природных и антропогенных опасностей**

Вид опасности	Опасное событие	Риск	Последствия	Комментарии
	Землетрясение	1.1.2 1.1.3. Н		Вероятность

Природные	Сильный ветер	1.1.4. 1.1.5. С	Нарушение герметичности, открытое фонтанирование, пожар	землетрясений для данного района незначительна. Сильные ветра для области явление обычное. Последствия можно квалифицировать как значимые.
Антропо-генные	Нарушение технологии	1.1.6.ОН	Нарушение герметичности, открытое фонтанирование, пожар	Вероятность нарушения технологиеразработки месторождения очень низкая. Последствия можно квалифицировать как значимые

## 11. СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

### 11.1. Социально-экономические условия

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге - с республикой Узбекистан.

Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелийский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов.

**Природно-ресурсный потенциал.** Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Со дня освоения нефтегазовых месторождений Южно-Тургайской впадины нефтяными компаниями области АО «ПетроКазахстан КумкольРесорсиз», АО «Тургай Петролеум», ТОО СП «КазГерМунай» и другими добыто порядка 133 миллионов тонн нефти и более 12 млн. м<sup>3</sup> газа.

В отрасли несырьевого сектора стабильно работают производства по выпуску йодированной пищевой соли, полиэтиленовых труб и железобетонных изделий. В перспективе планируется строительство стекольного, нефтеперерабатывающего, цементного и известкового заводов, горно-обогатительного комбината, птицефабрики и т.д.

Кызылординская область расположена в южной части республики. Территория Кызылординской области составляет 226 тыс. км<sup>2</sup>. Центр области - город Кызылорда, который находится на реке Сырдарья и основан в 1820 году. Расстояние от Кызылорды до Астаны - 1930 км. Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр — город Аральск;
2. Казалинский район, центр — посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр — село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр — село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр — село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр — село Шиели (Чиили);
7. Жанакорганский район, центр — село Жанакорган (Яныкурман).

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р. Сырдарья в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

**Краткие итоги социально-экономического развития Кызылординской области*****Уровень жизни***

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2020 г. в месяц составили 78778 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2019 г. на 11,5%. При росте цен на потребительские товары и услуги за этот период на 4,9%, в реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 5,9%.

***Рынок труда и оплата труда***

Численность безработных по оценке в IV квартале 2020г. составила 16,8 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к рабочей силе. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец января 2021г. составила 7,1тыс. человек или 2% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата одного работника по оценке в IV квартале 2020г. составила 159421 тенге.

***Статистика цен***

Индекс потребительских цен в январе 2021г. по сравнению с декабрем 2020г. составил 100,5%. Цены на продовольственные товары повысились на 0,8%, непродовольственные товары - на 0,6%, платные услуги снизились – на 0,1%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в январе 2021г. по сравнению с декабрем 2020г. повысились на 4,1%.

***Национальная экономика***

Объем инвестиций в основной капитал в январе 2021г. составил 10292 млн. тенге или 21,6% к январю 2020г.

Количество зарегистрированных юридических лиц составило 10543 единиц по состоянию на 1 февраля 2021г., в том числе 10192 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 8076, среди которых малые предприятия составляют 7725 единиц.

***Торговля***

Индекс физического объема по отрасли «Торговля» в январе 2021г. составил 101,4%.

Объем розничной торговли за январь 2021г. составил 19725,1 млн. тенге или 100,6% к январю 2020 г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь 2021г. составил 12274,7 млн. тенге или 101,3% к январю 2020 г. (в сопоставимых ценах).

***Реальный сектор экономики***

Объем промышленного производства в январе 2021г. составил 58469,4 млн. тенге, что на 15,0% меньше уровня 2020г. Снижение в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров 17,6%, в обрабатывающей промышленности - 3,8%, прирост в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушного кондиционирования составил 1,9%.

Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе т.г. составил 3850,9 млн. тенге и увеличился на 3,6% по сравнению с январем 2020 г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе 2021г. составил 105,7%.

Объем грузооборота в январе 2021 г. составил 1115,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и по сравнению с январем 2020 года увеличился на 4,9%. Объем пассажирооборота составил 568,7 млн. пкм и вырос на 1,6%.

***Финансы***

Финансовый результат предприятий с численностью работающих свыше 100 человек за III квартал 2019г. определился как прибыль в сумме 32870,6 млн. тенге. Уровень рентабельности (убыточности) составил 21,4%. Доля убыточных предприятий среди общего

числа отчитавшихся составила 21,2%.

### **Социально-демографические показатели**

#### **Численность населения**

Численность населения области на 1 января 2021 года по текущим данным составила 803,5 тыс. человек, из них 39,3 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г.Байконур. По сравнению с соответствующим периодом 2019 года она увеличилась на 9,2 тыс. человек или на 1,2%. По сравнению с началом 2020 года за январь-декабрь текущего года численность населения выросла на 9,2 тыс. человек.

За январь-декабрь 2020 года в области зарегистрировано 184 (за январь-декабрь 2019 года -173) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем- декабрем 2019 года число умерших детей в возрасте до 1 года увеличилось на 6,3%.

За январь-декабрь 2020 года коэффициент младенческой смертности составил 9,50 (9,05) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-декабре 2020 года умерло 80 (87) младенцев или 43,5% (50,3%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 39 (40) или 21,2% (23,1%), от инфекционных и паразитарных болезней –24 (14) или 13,0% (8,1%), от болезней органов дыхания –15 (6) или 8,1% (3,5%).

#### **Миграция населения**

В январе-декабре 2020 г. по сравнению с январем-декабрем 2019 г. число прибывших в область увеличилось на 25,2%, а число выбывших из области на 27,6%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 23,7% и 33,1% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 31,3%. При областном перемещении сальдо миграции населения кроме г.Кызылорда и г.Байконур, остается отрицательное.

#### **Заболеваемость**

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний за январь т.г.получили острые инфекции верхних дыхательных путей–381,1 случаев на 100000 населения; группа ОКИ –6,8;туберкулез органов дыхания– 4,0;сифилис –3,1; педикулез – 0,1.

#### **Статистика уровня жизни**

В IIIквартале 2020 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 77878тенге, что на11,5% выше, чем с соответствующим периодомIIIквартала 2019 г. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на5,9%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2020 года составил 132,9 тыс.тенге, что на 7,3% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

За III квартал 2020 года среднедушевые денежные расходы населения составили 130,7 тыс.тенге, что на 8,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

#### **Статистика занятости**

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2020г. составила 154,3 тыс. человек, из них на крупных и средних предприятиях – 105,0 тыс. человек.

В IVквартале 2020 г. на крупные и средние предприятия было принято 2,9тыс. человек. Выбыло по различным причинам 4,9 тыс. человек.

На конец отчетного периода, на крупных и средних предприятиях, число вакантных рабочих мест (требуемых работников) составило 309 единица (0,3% к численности наемных работников).

**Занятое и безработное население**

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2019г. по оценке составила 16,8 тыс. человек, уровень безработицы – 4,8%. На 01.02.2020г. официально зарегистрированы в органах занятости в качестве безработных 7,1 тыс. человек (доля зарегистрированных безработных – 2%).

**Статистика цен****Индекс потребительских цен**

В январе повышение цен отмечено на овощи свежие на 11%, табачные изделия - 4,8%, фрукты свежие, крупы и птицу - по 1,5%, молоко сырое - на 1,4%, макаронные изделия - на 0,4%, яйца, сыр и творог и алкогольные напитки - по 0,2%. Снижение цен зафиксировано на сахар на 3,3%.

В группе непродовольственных товаров прирост цен составил на мелкие электробытовые приборы на 2,3%, ковры и другие покрытия для пола - на 1,1%, бытовые приборы - на 1%, одежду и обувь - на 0,8%, фармацевтическую продукцию - на 0,2%. Бензин увеличился на 2,2%, дизельное топливо - на 0,4%, уголь каменный снизился на 0,7%.

В группе платных услуг цены повысились на железнодорожный пассажирский транспорт на 8%, страхование личных транспортных средств и правовые услуги по 5%, воздушный пассажирский транспорт - на 3,3%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы снизились на канализацию на 13,5%, холодную воду - на 12,4%.

**Индекс цен предприятий-производителей**

В январе 2020 года по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 5%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,1%.

**Национальная экономика**

В структуре ВРП за 9 месяцев 2020г. производство услуг составило – 44,0%, производство товаров – 47,1%, налоги на продукты – 8,9%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 4,0% объема ВРП области, промышленность – 34,9% и строительство – 8,2%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 14,2% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 7,4%.

**Торговля**

Объем розничной торговли за январь 2020г. составил 19725,1 млн. тенге или 100,6% к уровню соответствующего периода 2019г. Розничная реализация товаров торговыми предприятиями увеличилась на 21,7,0%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торговыми на рынках уменьшился на 7,7% по сравнению с январем 2019г.

На 1 февраля 2020г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 11109,0 млн. тенге, в днях торговли – 65 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 32,7%, непродовольственных товаров – 67,3%. Объем реализации продовольственных товаров за январь 2020г. составил 6450,8 млн. Тенге.

**11.2. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории**

Кызылординская область расположена в аридной зоне, природно-климатические условия которой дискомфортны и характеризуются высокими температурами воздуха в летний период, низкими – зимой, резкими суточными перепадами температур, интенсивной инсоляцией, частыми сильными пыльными бурями. Антропогенное загрязнение территории связано с деятельностью предприятий и объектов топливно-энергетического комплекса, металлургической и химической отраслей промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства. Вместе с тем, Кызылординская область относится к регионам с низкой степенью



санитарного благоустройства и характеризуется неудовлетворительным уровнем и состоянием водоснабжения и водоотведения, санитарной очистки населенных мест от твердых и жидких бытовых отходов.

В Кызылординской области в части санитарной очистки территории остается большое число не решенных вопросов. Если в городах и районных центрах очистка территории от мусора и твердых бытовых отходов осуществляется по плано-регулярной системе, то в поселках и в сельских населенных пунктах, в основном, в период весеннего месячника санитарной очистки, объявляемого Постановлением областного Акимата.

Здравоохранение. Сеть здравоохранения области представлена 135 медицинскими организациями, из них 47 – больницы, 37 – общей врачебной практики, 24 – стоматологических клиник.

### **11.3. Памятники истории и культуры**

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожа ишан, мавзолеев Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта. Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э. – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров. Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов.

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги. Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовый» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

На территории месторождения, в настоящее время памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

## 12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

### 12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

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:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при проведении разведочных работ на проектируемой территории являются двигатели внутреннего сгорания буровых установок, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, скважины, факел. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;

5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;

6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых 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.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 12.1-1.

**Таблица 12.1-1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению**

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Спецтехника и автотранспорт. Работа бурового оборудования. Шумовые воздействия	Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
	Нарушение целостности геологической среды, в том числе	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем.

Водные ресурсы	подземных, при бурении скважин. Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров	Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термозрозия. Просадки. Грифанообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Изъятие земель. Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Принятие административных мер для пресечения браконьерства. Строительство специальных ограждений.

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Кенбулак сведена в таблицу 12.1-2.

**Таблица 12.1-2 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений при пробной эксплуатации месторождения Кенбулак**

Компоненты	Категории воздействия, балл	Категория
------------	-----------------------------	-----------

окружающей среды	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	значимости
атмосферный воздух	локальное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
отходы	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
подземные воды	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
почва	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
геологическая среда	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
растительность	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
животный мир	ограниченное (2)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (18)
физическое воздействие	локальное (1)	продолжительное (3)	умеренное (3)	Средняя (9)
Итого:	-	-	-	<b>Средняя (15,75)</b>

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует и приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Кенбулак составляет 15,75 балла, что соответствует **среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды.**

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Кенбулак при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

## 12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям представлены в таблице 12.2-1.

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда
Демографическая	Приток молодежи	Положительное воздействие

ситуация		
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в Квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие
Рекреационные ресурсы	-	
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие
Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут среднее отрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

### **13. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ**

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

#### **14. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана;
- установка контейнеров для мусора;
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

## 15. МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий:

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;



– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;
- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» [https://www.kazhydromet.kz/ru/](https://www.kazhydromet.kz/ru;);
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

## 16. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

## 17. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В качестве мер по охране окружающей среды и для компенсации неизбежного ущерба природным ресурсам, вводятся экономические методы воздействия на предприятия – плата за эмиссии в окружающую среду. Расчет платежей производится согласно «Методике расчета платы за эмиссии в окружающую среду», которая утверждена приказом Министра охраны окружающей среды РК 08.04.2009г. №68-п. в соответствии со статьей 127 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В настоящем разделе рассмотрены только те аспекты, которые связаны с неизбежным ущербом природной среде при безаварийной деятельности природопользователя, в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Штрафные выплаты и компенсации ущерба определяются по фактически произошедшим событиям нарушения природоохранного законодательства.

Оценка размера платы выполнена на этапе строительства и эксплуатации. Расчеты произведены в соответствии с Решением Маслихата Кызылординской области от 2 марта 2018г. №245 «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду».

№ n/n	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм, (МРП)
1	2	3	4
1	Окислы серы	20	
2	Окислы азота	20	
3	Пыль и зола	10	
4	Свинец и его соединения	3986	
5	Сероводород	124	
6	Фенолы	332	
7	Углеводороды	0,32	
8	Формальдегид	332	
9	Окислы углерода	0,32	
10	Метан	0,02	

11	Сажа	24	
12	Окислы железа	30	
13	Аммиак	24	
14	Хром шестивалентный	798	
15	Окислы меди	598	
16	Бенз(а)пирен		996,6

Платежи за загрязнение атмосферного воздуха при эксплуатации автотранспорта начисляются по фактически использованному топливу согласно ставкам платы за загрязнение окружающей среды, установленными п.4.ст.576 Налогового кодекса РК.

## КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

- 1) Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично). Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра. Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г. Контракт на проведение разведки УВС между МЭиМР Республики Казахстан и ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» был предусмотрен на период разведки равным 5 (пяти) годам, с истечением срока разведки и срока действия Контракта до «15» октября 2009 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (Протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Согласно вышеназванного проектного документа (4) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг. На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)» (6), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (6) явился основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)» (7), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

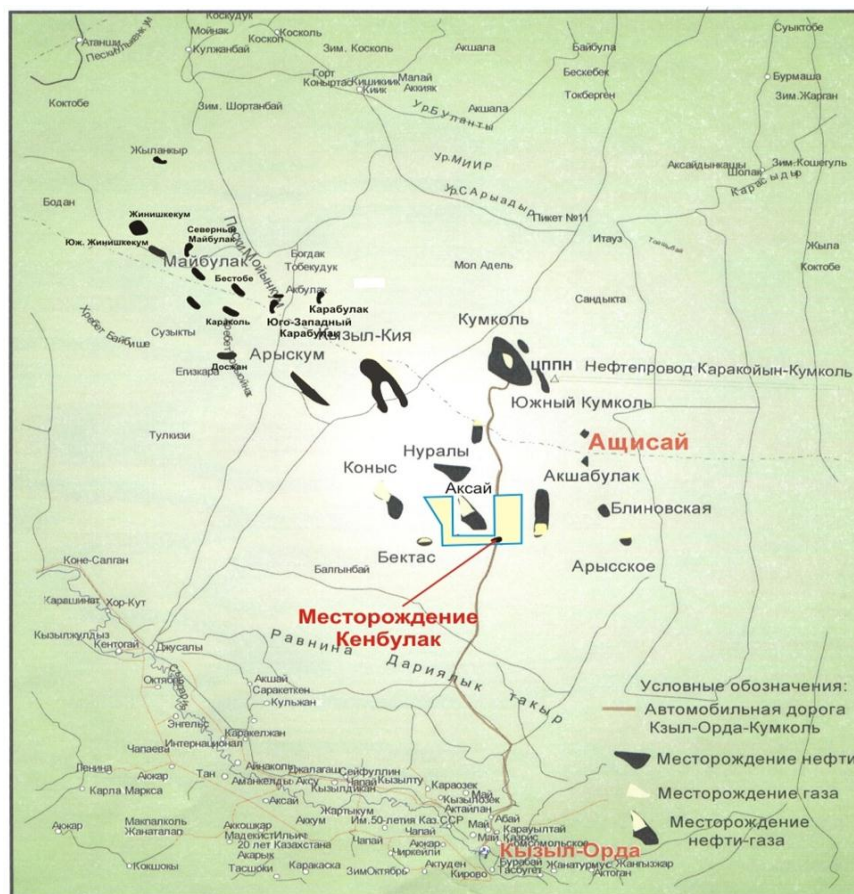


Рисунок 1. Обзорная карта

- 2) Контрактная территория TOO «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арысского прогиба. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км). Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит севернее месторождения. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л. Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 оС (до «минус» 40 оС), летом – «плюс» 27 оС (до «плюс» 43 оС). Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м.

- 3) Товарищество с ограниченной ответственностью «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда». 120001, КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, Г.КЫЗЫЛОРДА, ПОС. ТАСБУГЕТ, УЛ. М.ШОКАЯ, д. 17, тел. 20-23-34,202335,20-22-59. БИН 020840003571

Недропользователь осуществляет работы согласно Дополнения № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично), период которого действует до «15» октября 2022 г. Контрактная территория расположена в пределах Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

- 4) Краткое описание намечаемой деятельности:

Цель дополнения к пробной эксплуатации – продолжение уточнения имеющейся и получения дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах, насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Задачи дополнения к пробной эксплуатации – в связи с продлением периода разведки, продолжение пробной эксплуатации существующих скважин Кенбулак-8 (на I-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-3 (на II-й объект пробной эксплуатации), Кенбулак-2 (на III-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-5 (на IV-й объект пробной эксплуатации), а также дополнительный ввод в эксплуатацию из бурения проектных опережающих добывающих скважин Кенбулак-10 (на IV-й объект пробной эксплуатации) и Кенбулак-11 (на I-й объект пробной эксплуатации) соответственно в 2022 и 2023 гг.; изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов; изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов; специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов; отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; уточнение геологического строения и перевод запасов нефти и газа категории С2 в С1 на основании результатов пробуренных, согласно рекомендациям действующего проектного документа (7), оценочных скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9; проведение полноценного и достоверного подсчета запасов УВС и определения дальнейших работ.

Срок пробной эксплуатации – для решения поставленных целей и задач, пробную эксплуатацию месторождения Кенбулак планируется продолжить с ноября 2021 по «15» июля 2023 г., на основании решения Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г.

Объекты пробной эксплуатации – на основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано продолжение выделения на текущей стадии четырех основных объектов пробной эксплуатации, которыми являются: I-й объект пробной эксплуатации – горизонт А-2; II-й объект пробной эксплуатации – горизонты М-0-1-А и М-0-1-Б; III-й объект пробной эксплуатации – горизонты М-0-2-А и М-0-2-Б; IV-й объект пробной эксплуатации – горизонт М-0-3.

- 5) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ

оказывать не будет. В связи с тем, что территория месторождения расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.

Незначительное воздействие будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будут оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

- 6) Согласно проведенных расчетов, на этапе строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины на площадке будут задействованы 24 источников загрязнения воздушного бассейна, 12 из которых являются неорганизованными. Источников оснащенных очистным оборудованием нет. Согласно расчетам, в период строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины, в атмосферу выбрасываются 18 ингредиентов загрязняющих веществ. Расчетом выявлено, что при строительстве одной скважины будут иметь место выбросы в объеме 6.1238765 г/сек и 55.44553412 т/год, в том числе: твердые - 3.2234431 т/год, газообразные, жидкие - 52.22209102 т/год. Объемы выбросов вредных веществ от стационарных источников при строительстве 2-2-х скважин скважин- 12.247753г/сек, 110.89106824т/год.

В 2022-2023 годы на месторождении предполагается 42 стационарных источников, из них 18 организованные, 24 неорганизованные. Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации месторождения, составит: - на 2022 год в объеме 3.552681503 г/сек и 65.89723619 т/год, в том числе: твердые - 3.899494589 т/год, газообразные, жидкие - 61.997741601 т/год. - на 2023 год в объеме 2.652751512 г/сек и 38.136523649 т/год, в том числе: твердые - 1.9255824 т/год, газообразные, жидкие - 36.21094125 т/год. Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования (замерной сепаратора, узел учета нефти и газа и т.д.), не подлежат нормированию.

- 7) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии

достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
  - ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
  - повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями).
- Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:

- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду

- 8) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических

работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности.

По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется. Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.



**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ**

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

## РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ 1-ОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КЕНБУЛАК

### БУРЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

#### Строительно-монтажные и подготовительные работы РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 0001, Дизельгенератор

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов в
2. редных веществ от стационарных дизельных установок  
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей  
среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.0  
6.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 22.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 8.8$

##### Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 30 / 3600 = 0.191$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.264$

##### Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00763$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

##### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 39 / 3600 = 0.248$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 39 / 10^3 = 0.343$

##### Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 10 / 3600 = 0.0636$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 10 / 10^3 = 0.088$

##### Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 25 / 3600 = 0.159$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 25 / 10^3 = 0.22$

##### Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 12 / 3600 = 0.0763$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 12 / 10^3 = 0.1056$

##### Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00763$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01056$

##### Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 22.9 \cdot 5 / 3600 = 0.0318$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 8.8 \cdot 5 / 10^3 = 0.044$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1910000	0.2640000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2480000	0.3430000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0318000	0.0440000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0636000	0.0880000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1590000	0.2200000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0076300	0.0105600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0076300	0.0105600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0763000	0.1056000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6001, Эскаватор (рытье траншей)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.  
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K_4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т,  $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 67.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 5.6$

**Примесь: 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)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 67.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00258$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0597$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0597000	0.0025800

**С применением пылеподавления**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.8$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 67.2$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 5.6$

**Примесь: 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)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 67.2 \cdot (1-0.8) \cdot 10^{-6} = 0.000516$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.6 \cdot (1-0.8) / 3600 = 0.01195$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0119500	0.0005160

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6002, Бульдозер (обваловка)**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K_4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т,  $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 17$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 3.4$

**Примесь: 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)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $\_M\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 17 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0006528$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $\_G\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.03627$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0362700	0.0006528

С применением пылеподавления

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.8$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 17$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 3.4$

**Примесь: 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)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  $\_M\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 17 \cdot (1-0.8) \cdot 10^{-6} = 0.0001306$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $\_G\_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.4 \cdot (1-0.8) / 3600 = 0.00725$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0072500	0.0001306

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6003, Разгрузка пылящихся материалов**

Расчет проведен по "«Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Астана 2008 г.

**Исходные данные:**

Производительность разгрузки	G	11	т/час
Высота пересыпки		1,5	м
Количество материала:	V	100	м <sup>3</sup>
	M	165,0	т
Влажность материала		> 10	%
Время разгрузки 1 машины		2	мин
Грузоподъемность		10	т
Время разгрузки машин:	t	15,0	час/год

**Теория расчета выброса:**

Выброс пыли при разгрузке автосамосвалов рассчитывается по следующей формуле [Методика, ф-ла 2]:

$$g = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * B * G * 10^6 / 3600 \quad \text{г/с}$$

где:

		Грунт
$K_1$	Весовая доля пылевой фракции в материале [Методика,табл. 1]	0,05
$K_2$	Доля пыли переходящая в аэрозоль[Методика,табл. 1]	0,03
$K_3$	Коэф. учит. скорость ветра[Методика, табл.2]	1,2
$K_4$	Коэф.учитывающий местные условия [Методика,табл.3]	1
$K_5$	Коэф, учитывающий влажность материала [Методика,табл.4]	0,01
$K_6$	Коэф, учитывающий крупность материала [Методика, табл.5]	0,7
$B$	Коэф, учит. высоту пересыпки [Методика,табл. 7]	0,6

**Расчет выброса:**

$$M = g_{\text{сек}} * t * 3600/10^6$$

Объем пылевыведение	$g_{\text{пыль}}^{\text{сек}}$	0,0231	г/сек
Общее пылевыведение	$M_{\text{пыль}}^{\text{год}}$	0,0012	т/год

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (503)	0.0231000	0.0012000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6004, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 95**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.7**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.99**

в том числе:

**Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.9**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 95 / 10^6 = 0.00132$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002703$**

**Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.09**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 95 / 10^6 = 0.0001036$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000212$**

**Примесь: 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)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 95 / 10^6 = 0.000095$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001944$**

**Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 95 / 10^6 = 0.000095$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001944$**

Газы:

**Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.93**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 95 / 10^6 = 0.0000884$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000181$**

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 2.7**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 95 / 10^6 = 0.000205$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00042$**

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 95 / 10^6 = 0.00003335$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0000683$**

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.3**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 95 / 10^6 = 0.001264$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$**

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0027030	0.0013200
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0002120	0.0001036
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0004200	0.0002050
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000683	0.00003335
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0025860	0.0012640
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001810	0.0000884
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	0.0001944	0.0000950

	(Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		
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)	0.0001944	0.0000950

**Вахтовый поселок**  
**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 0002, ДЭС 200 кВт**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министерства охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 7.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 63.24$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 30 / 3600 = 0.065$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 30 / 10^3 = 1.897$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0026$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0759$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 39 / 3600 = 0.0845$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 39 / 10^3 = 2.466$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 10 / 3600 = 0.02167$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 10 / 10^3 = 0.632$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 25 / 3600 = 0.0542$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 25 / 10^3 = 1.58$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 12 / 3600 = 0.026$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 12 / 10^3 = 0.759$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0026$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0759$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.8 \cdot 5 / 3600 = 0.01083$

Валовый выброс, т/год,  $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.24 \cdot 5 / 10^3 = 0.316$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0650000	1.8970000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0845000	2.4660000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0108300	0.3160000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0216700	0.6320000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0542000	1.5800000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0026000	0.0759000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0026000	0.0759000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0260000	0.7590000

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 0003, Резервуар для дизтоплива**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 31.62$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$   
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 31.62$   
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 12$   
 Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$   
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)  
 Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VT = 30$   
 Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$   
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$   
 Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха  
 Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный  
 Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$   
 Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$   
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHRI = 0.27$   
 $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$   
 Коэффициент,  $KPSR = 0.1$   
 Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$   
 Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 30$   
 Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.000783$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 31.62 + 3.15 \cdot 31.62) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.0008$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0008 / 100 = 0.000798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0008 / 100 = 0.00000224$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000224
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0007980

#### Буровая площадка (буровая установка ZJ-40)

##### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, ДВС CAT3406C-DITA (2 комплекта)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 79.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 99.31$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 30 / 3600 = 0.663$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 30 / 10^3 = 2.98$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02653$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1192$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 39 / 3600 = 0.862$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 39 / 10^3 = 3.87$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 10 / 3600 = 0.221$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 10 / 10^3 = 0.993$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 25 / 3600 = 0.553$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 25 / 10^3 = 2.483$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 12 / 3600 = 0.2653$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 12 / 10^3 = 1.192$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02653$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1192$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 79.6 \cdot 5 / 3600 = 0.1106$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 99.31 \cdot 5 / 10^3 = 0.497$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.6630000	2.9800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.8620000	3.8700000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1106000	0.4970000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2210000	0.9930000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.5530000	2.4830000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0265300	0.1192000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0265300	0.1192000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2653000	1.1920000

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 0005, ДВС CAT3508 (2 комплекта)**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 129.51$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 161.63$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 30 / 3600 = 1.08$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 30 / 10^3 = 4.85$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.194$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 39 / 3600 = 1.403$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 39 / 10^3 = 6.3$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 10 / 3600 = 0.36$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 10 / 10^3 = 1.616$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 25 / 3600 = 0.9$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 25 / 10^3 = 4.04$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 12 / 3600 = 0.432$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 12 / 10^3 = 1.94$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.194$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 129.51 \cdot 5 / 3600 = 0.18$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 161.63 \cdot 5 / 10^3 = 0.808$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.0800000	4.8500000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4030000	6.3000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1800000	0.8080000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3600000	1.6160000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9000000	4.0400000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0432000	0.1940000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0432000	0.1940000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.4320000	1.9400000

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**



**Источник загрязнения N 0006, Дополнительная эл. станция VOLVO**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 41.53$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 51.83$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 30 / 3600 = 0.346$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 30 / 10^3 = 1.555$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01384$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0622$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 39 / 3600 = 0.45$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 39 / 10^3 = 2.02$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 10 / 3600 = 0.1154$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 10 / 10^3 = 0.518$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 25 / 3600 = 0.2884$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 25 / 10^3 = 1.296$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 12 / 3600 = 0.1384$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 12 / 10^3 = 0.622$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01384$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0622$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 41.53 \cdot 5 / 3600 = 0.0577$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 51.83 \cdot 5 / 10^3 = 0.259$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3460000	1.5550000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4500000	2.0200000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0577000	0.2590000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1154000	0.5180000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2884000	1.2960000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0138400	0.0622000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0138400	0.0622000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1384000	0.6220000

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 0007, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник)**

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 196.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 245.7$

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 30 / 3600 = 1.64$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 30 / 10^3 = 7.37$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0656$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.295$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 39 / 3600 = 2.133$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 39 / 10^3 = 9.58$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 10 / 3600 = 0.547$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 10 / 10^3 = 2.457$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 25 / 3600 = 1.367$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 25 / 10^3 = 6.14$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 12 / 3600 = 0.656$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 12 / 10^3 = 2.95$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0656$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.295$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 196.9 \cdot 5 / 3600 = 0.2735$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 245.7 \cdot 5 / 10^3 = 1.229$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.6400000	7.3700000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.1330000	9.5800000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2735000	1.2290000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5470000	2.4570000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.3670000	6.1400000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0656000	0.2950000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0656000	0.2950000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.6560000	2.9500000

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник загрязнения N 0008, Паровой котел**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 55**

Расход топлива, г/с, **BG = 24.5**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА**

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 0.1**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 0.1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.03116**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)<sup>0.25</sup> = 0.03116 · (0.1 / 0.1)<sup>0.25</sup> = 0.03116**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 55 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.0733**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 24.5 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.03264**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M\_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.0733 = 0.0586**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G\_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.03264 = 0.0261**

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M\_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.0733 = 0.00953**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G\_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.03264 = 0.00424**

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ**

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M\_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 55 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 55 = 0.3234**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G\_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 24.5 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 24.5 = 0.144**

## РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

### Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q_4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2),  $Q_3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла,  $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м<sup>3</sup> (ф-ла 2.5),  $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4),  $M_- = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 55 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.765$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4),  $G_- = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 24.5 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.3406$

### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

### Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1),  $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1),  $M_- = BT \cdot AR \cdot F = 55 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01375$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1),  $G_- = BG \cdot A1R \cdot F = 24.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00613$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0261000	0.0586000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0042400	0.0095300
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0061300	0.0137500
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1440000	0.3234000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3406000	0.7650000

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 0009, ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 8.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 5.5$

### Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 30 / 3600 = 0.0733$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 30 / 10^3 = 0.165$

### Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002933$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0066$

### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 39 / 3600 = 0.0953$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 39 / 10^3 = 0.2145$

### Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 10 / 3600 = 0.02444$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 10 / 10^3 = 0.055$

### Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового

лового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 25 / 3600 = 0.0611$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 25 / 10^3 = 0.1375$

### Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

### Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 12 / 3600 = 0.02933$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 12 / 10^3 = 0.066$

### Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002933$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0066$

### Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 8.8 \cdot 5 / 3600 = 0.01222$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 5.5 \cdot 5 / 10^3 = 0.0275$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0733000	0.1650000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0953000	0.2145000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0122200	0.0275000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0244400	0.0550000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0611000	0.1375000

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0029330	0.0066000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0029330	0.0066000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0293300	0.0660000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 0010, СМН-20(ЯМЗ-236)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 6.9$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 4.3$

##### Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 30 / 3600 = 0.0575$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.129$

##### Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0023$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00516$

##### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 39 / 3600 = 0.0748$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 39 / 10^3 = 0.1677$

##### Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 10 / 3600 = 0.01917$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.043$

##### Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 25 / 3600 = 0.0479$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 25 / 10^3 = 0.1075$

##### Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

##### Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 12 / 3600 = 0.023$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 12 / 10^3 = 0.0516$

##### Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0023$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00516$

##### Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 6.9 \cdot 5 / 3600 = 0.00958$

Валовый выброс, т/год,  $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 4.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.0215$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0575000	0.1290000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0748000	0.1677000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0095800	0.0215000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0191700	0.0430000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0479000	0.1075000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0023000	0.0051600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0023000	0.0051600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0230000	0.0516000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 0011, Резервуар для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP =$  Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 311.635$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 311.635$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 12$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 311.635 + 3.15 \cdot 311.635) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000955$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000955 / 100 = 0.000952$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000955 / 100 = 0.000002674$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.000002674
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0009520

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0012, Резервуар для тех.масла**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup> (Прил. 12),  $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12),  $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 0.405$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 0.405$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 8$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.0001083$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 0.405 + 0.25 \cdot 0.405) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000729$

**Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000729 / 100 = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное,	0.0001083	0.0000729

цилиндрическое и др.) (716*)		
------------------------------	--	--

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6005, Узел приготовления цементного раствора

Тип источника выделения: Склады, хвостохранилища, узлы пересыпки пылящих материалов

Материал: Цемент

##### Примесь: 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния

Влажность материала, %,  $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.4),  $K5 = 0.8$

Операция: Хранение

Скорость ветра (среднегодовая), м/с,  $G3SR = 0$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.2),  $K3SR = 1$

Скорость ветра (максимальная), м/с,  $G3 = 2$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра (табл.2),  $K3 = 1.2$

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл.3),  $K4 = 0.01$

Размер куска материала, мм,  $G7 = 1$

Коэффициент, учитывающий крупность материала (табл.5),  $K7 = 1$

Поверхность пыления в плане, м<sup>2</sup>,  $F = 0.1$

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала,  $K6 = 1.45$

Унос пыли с 1 м<sup>2</sup> фактической поверхности материала, г/м<sup>2</sup>\*сек,  $Q = 0.003$

Максимальный разовый выброс пыли при хранении, г/с (1),  $GC = K3 * K4 * K5 * K6 * K7 * Q * F = 1.2 * 0.01 * 0.8 * 1.45 * 1 * 0.003 * 0.1 = 0.00000418$

Время работы склада в году, часов,  $RT = 80$

Валовый выброс пыли при хранении, т/год (1),  $MC = K3SR * K4 * K5 * K6 * K7 * Q * F * RT * 0.0036 = 1 * 0.01 * 0.8 * 1.45 * 1 * 0.003 * 0.1 * 80 * 0.0036 = 0.0000010$

Максимальный разовый выброс, г/сек,  $G = 0.00000418$

Валовый выброс, т/год,  $M = 0.0000010$

Итого выбросы от источника выделения: 001 узел приготовления цемент.р-ра

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)	0.00000418	0.0000010

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6006, Емкость бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
<b>Исходные данные:</b>			
Объем бурового раствора	V <sub>бр</sub>	м <sup>3</sup>	216,8
Объем емкости	V	м <sup>3</sup>	50
Количество емкостей	N	шт	1
Удельный выброс загряз. в-ва табл.5.9	g	кг/ч*м <sup>2</sup>	0,02
Общая площадь емкости	F <sub>общ</sub>	м <sup>2</sup>	32,5
Общая площадь испорения	F <sub>ом</sub>	м <sup>2</sup>	8,1
Коэф.зависящий от укрытия емкости	K <sub>11</sub>		0,5
Время работы	T	час	600
<b>Расчеты:</b>			
Кол-во выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,081
$Pr = F_{ом} * g * K_{11}$	Пр	г/с	0,02250
	Пр	т/скв/год	0,0486

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0225000	0.0486000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6007, Шламосборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996.

Расчет выбросов углеводородов из шламовой емкости производится по формуле:

$$M_{вал.} = F * g * K_{11}, \text{ кг/ч,}$$

где:

F – площадь емкости, 9,17 м<sup>2</sup>;

g – удельный выброс загрязняющих веществ (кг/ч\*м<sup>2</sup>), g = 0,02 кг/ч\*м<sup>2</sup>;

K<sub>11</sub> – коэффициент, зависящий от степени укрытия поверхности емкостей, равный 0,5;

##### Исходные данные:

Объем шламовой емкости – 55 м<sup>3</sup>;

Количество – 1 шт.; количество скважин – 1;

Выбросы углеводородов из емкости для бурового шлама:

$$M_{вал.} = 9,17 * 0,02 * 0,5 = 0,0917 \text{ кг/ч} = 0,05502 \text{ т/год или } 0,00255 \text{ г/с}$$

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.00255	0.05502

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6008, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
1	<b>Исходные данные:</b>			
1.1.	Объем аппарата	V	м3	19
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520
1.3.	Средняя молярная масса паров р/пр.	Мп	г/моль	81
1.4.	Время работы	T	час	285
1.5.	Средняя темп.в аппарате 0С	t	К	320
2	<b>Расчет:</b>			
	Количество выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,2403
	(5.29 методики)	Пр	г/с	0,06675
	Пр=0,037*(PV/1011)0,8 *Мп/T	Пр	т/скв/год	0,0769

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0667500	0.0769000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6009, Газосварка (Мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка стали ацетилен-кислородным пламенем

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 95**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.6**

Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 22**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 22 \cdot 95 / 10^6 = 0.001672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 22 \cdot 0.6 / 3600 = 0.002933$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 22 \cdot 95 / 10^6 = 0.0002717$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 22 \cdot 0.6 / 3600 = 0.000477$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0029330	0.0016720
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0004770	0.0002717

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6010, Электросварка (мастерская)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 130**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.5**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.99**

в том числе:

**Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.9**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 130 / 10^6 = 0.001807$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.5 / 3600 = 0.00193$

**Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.09**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 130 / 10^6 = 0.0001417$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001514$

**Примесь: 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)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 130 / 10^6 = 0.00013$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.5 / 3600 = 0.000139$   
**Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)**  
 Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 1$   
 Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 130 / 10^6 = 0.00013$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.5 / 3600 = 0.000139$

Газы:

**Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)**  
 Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 0.93$   
 Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 130 / 10^6 = 0.000121$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001292$   
 Расчет выбросов оксидов азота:  
 Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 2.7$   
 С учетом трансформации оксидов азота получаем:  
**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**  
 Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 130 / 10^6 = 0.000281$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0003$   
**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**  
 Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 130 / 10^6 = 0.0000456$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.5 / 3600 = 0.00004875$   
**Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**  
 Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 13.3$   
 Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 130 / 10^6 = 0.00173$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.5 / 3600 = 0.001847$   
 ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0019300	0.0018070
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001514	0.0001417
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003000	0.0002810
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00004875	0.0000456
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0018470	0.0017300
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001292	0.0001210
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0001390	0.0001300
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)	0.0001390	0.0001300

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### **Источник загрязнения N 6011, Ремонтно-механическая мастерская**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005  
 Технология обработки: Механическая обработка металлов  
 Местный отсос пыли не проводится  
 Тип расчета: без охлаждения  
 Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм  
 Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 100$   
 Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$   
 Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

##### **Примесь: 2930 Пыль абразивная (1046\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.011$   
 Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$   
 Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

##### **Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.016$   
 Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$   
 Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0032	0.001152



2930	Пыль абразивная (1046*)	0.0022	0.000792
------	-------------------------	--------	----------

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6012, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T = 100$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

##### Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4),  $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 * KN * GV * T * KOLIV / 10^6 = 3600 * 0.2 * 0.0011 * 100 * 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN * GV * NSI = 0.2 * 0.0011 * 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.00022	0.0000792

#### РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ПРИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КЕНБУЛАК НА

На 2022 год

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ-

##### Источник загрязнения N 0001, Устьевого нагреватель УН-02

Аналогичный расчет

##### Источник загрязнения N 0002-0005, Устьевого нагреватель УН-02

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт.,  $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт.,  $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год,  $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 18.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

##### Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 * B * 10^{-3} = 1.5 * 18.6 * 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M = N * M * T * 10^{-3} = 1 * 0.0279 * 8760 * 10^{-3} = 0.2444$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI * M / 3.6 = 1 * 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

##### Примесь: 0410 Метан (727\*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 * B * 10^{-3} = 1.5 * 18.6 * 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M = N * M * T * 10^{-3} = 1 * 0.0279 * 8760 * 10^{-3} = 0.2444$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI * M / 3.6 = 1 * 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.2$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT * 3.6 * 10^3 / NN = 0.2 * 3.6 * 10^3 / 1 = 720$

где  $3.6 * 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 * E * B / NN = 29.4 * 1.5 * 18.6 / 1 = 820.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1$

Отношение  $V_{сг}/V_{г}$  при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = 1.073 * (180 + 60 * BB) * QF / QP * A^{0.5} * V * 10^{-6} = 1.073 * (180 + 60 * 0) * 820.3 / 720 * 1^{0.5} * 0.83 * 10^{-6} = 0.0001826$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 * A * B * E = 7.84 * 1 * 18.6 * 1.5 = 218.7$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 218.7 / 3600 = 0.0608$   
 Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 218.7 \cdot 0.0001826 = 0.0399$   
 Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0399 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3495$   
 Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0399 / 3.6 = 0.01108$   
 Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$   
 Коэффициент трансформации для NO,  $KNO = 0.13$   
 Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации  
**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**  
 Валовый выброс, т/год,  $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.3495 = 0.2796$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01108 = 0.00886$   
**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**  
 Валовый выброс, т/год,  $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.3495 = 0.0454$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01108 = 0.00144$   
 Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0088600	0.2796000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0014400	0.0454000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0077500	0.2444000
0410	Метан (727*)	0.0077500	0.2444000

**Источник загрязнения N 0006, Устьевой нагреватель**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт.,  $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт.,  $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год,  $T = 7344$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 18.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 18.6 \cdot 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0279 \cdot 7344 \cdot 10^{-3} = 0.205$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 18.6 \cdot 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0279 \cdot 7344 \cdot 10^{-3} = 0.205$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.2$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.2 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 720$

где  $3.6 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 18.6 / 1 = 820.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1$

Отношение  $V_{сг}/V_{г}$  при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 820.3 / 720 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0001826$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 18.6 \cdot 1.5 = 218.7$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 218.7 / 3600 = 0.0608$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 218.7 \cdot 0.0001826 = 0.0399$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0399 \cdot 7344 \cdot 10^{-3} = 0.293$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0399 / 3.6 = 0.01108$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO,  $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год,  $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.293 = 0.2344$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01108 = 0.00886$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год,  $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.293 = 0.0381$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01108 = 0.00144$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0088600	0.2344000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0014400	0.0381000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0077500	0.2050000
0410	Метан (727*)	0.0077500	0.2050000

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 0007-0012, Факел (дежурная)

Площадка: ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак

Цех: Месторождение Кенбулак

Источник: 0006-0009

Наименование: Факел (дежурный)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

##### 1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	6.02	2.33680159	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	3.83	2.78658289	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	19.38	20.6777167	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	28.31	39.8139373	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	18.78	32.7851901	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	2.36	1.59977128	28.016	1.2507

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **41.329508**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **0.986**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1} (K_i * [i]_o)} = 0.858433$$

где ( $K_i$ ) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{зв}$ , м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.858433 * (35 + 273) / 41.329508)^{0.5} = 231.4299369$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.09091**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.09091 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.42446977$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.09091 * 0.986 = 7.395986$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.001834118 < 0.2$ , горение сажевое.

##### 2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1} (x_i * [i]_o)} / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1} (x_i * [i]_o)} / ((100 - 21.32) * 41.3295080) =$$

$$102.9434204$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **21.32**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где  $UB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.14791972
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.022187958
0410	Метан (727*)	0.0005	0.003697993
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.014791972

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co2} - M_c = 0.01 * 7.3959860 * (3.67 * 0.9984000 * 102.9434204 + 0.0000000) - 0.1479197 - 0.0036980 - 0.0147920 = 27.73109189$$

где  $[CO2]_m$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{nc}$ , ккал/м<sup>3</sup>: **9861**

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (41.329508)^{0.5} = 0.308582544$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 21.73416$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 21.73416 = 22.73416$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (9861 * (1 - 0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 783.5606051$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.36**

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (9861 * (1 - 0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.36) = 866.7340056$$

### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.007501 * 22.73416 * (273 + 866.7340056) / 273 = 0.711932693$$

Длина факела  $L_{фн}$ , м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 2.25 + 15 = 17.25$$

где  $h_g$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_{ф}$ , м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.711932693 / 0.3885^2 = 5.990466055$$

### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.14791972	4.66479629
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.022187958	0.699719443
0410	Метан (727*)	0.003697993	0.116619907
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.014791972	0.466479629

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013-0018, ДЭС 100 квт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 7.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 65.7$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} * E_3 / 3600 = 7.5 * 30 / 3600 = 0.0625$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 30 / 10^3 = 1.97$

**Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0788$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0813$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 39 / 10^3 = 2.56$

**Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02083$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.657$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0521$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 25 / 10^3 = 1.643$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 12 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.788$

**Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0788$

**Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01042$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 65.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.3285$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0625000	1.9700000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0813000	2.5600000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0104200	0.3285000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0208300	0.6570000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0521000	1.6430000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0025000	0.0788000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025000	0.0788000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0250000	0.7880000

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6001, Дренажная емкость 25 м3**

Аналогичный расчет

**Источник загрязнения N 6002-6006, Дренажная емкость 25 м3**

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{КОНДЕНСАТ}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12),  $C = 665$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YU = 571$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 2$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YU = 620$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 2$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч,  $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 25$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др.нефтепродукты при температуре

закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{PM}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $K_{PM} = 0.1$

Значение  $K_{PSR}$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $K_{PSR} = 0.1$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 665 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.2217$

Среднегодовые выбросы, т/год (7.1),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} =$

$(571 \cdot 2 + 620 \cdot 2) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} = 0.000238$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.000238 / 100 = 0.0001725$  Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2217 / 100 = 0.1606$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.000238 / 100 = 0.0000638$  Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2217 / 100 = 0.0594$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.000238 / 100 =$

**0.000000833**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000776$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.000238 / 100 =$

**0.000000524**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000488$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.000238 / 100 =$

**0.000000262**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000244$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.000238 / 100 =$

**0.0000001428**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000133$

Итого выбросы от 1 ед. дренажные емкости

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001330	0.0000001428
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606000	0.0001725
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594000	0.0000638
0602	Бензол (64)	0.0007760	0.000000833
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002440	0.000000262
0621	Метилбензол (349)	0.0004880	0.000000524

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6007 „Резервуар для нефти 50м3**

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент  $K_t$  (Прил. 7),  $KT = 0.71$

**$KTMIN = 0.71$**

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент  $K_t$  (Прил. 7),  $KT = 0.83$

**$KTMAX = 0.83$**

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$   
 Категория веществ,  $NAME = A, B, B$   
 Значение  $K_{prg}$ (Прил.8),  $KPSR = 0.1$   
 Значение  $K_{pm}$ (Прил.8),  $KPM = 0.1$   
 Коэффициент,  $KPSR = 0.1$   
 Производительность закачки, м<sup>3</sup>/час,  $QZ = 20$   
 Производительность откачки, м<sup>3</sup>/час,  $QOT = 20$   
 Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$   
 Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$   
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 3168$   
 Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.85$   
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 3168 / (0.85 \cdot 50) = 74.5$   
 Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.57$   
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VCMAX = 20$   
 Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$   
 $P = 37$   
 Коэффициент,  $KB = 1$   
 Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$   
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$   
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 1.57 \cdot 3168 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0559$   
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$   
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0559 / 100 = 0.0405$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$   
Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0559 / 100 = 0.01498$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$   
Примесь: 0602 Бензол (64)  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0559 / 100 = 0.0001957$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$   
Примесь: 0621 Метилбензол (349)  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0559 / 100 = 0.000123$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$   
Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0559 / 100 = 0.0000615$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$   
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0559 / 100 = 0.00003354$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.00003354
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0405000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0149800
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001957
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.0000615
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0001230

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

##### Источник загрязнения N 6008, Резервуар для нефти 50м<sup>3</sup>

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент  $Kt$  (Прил. 7),  $KT = 0.71$

**$KTMIN = 0.71$**

Максимальная температура смеси, гр.С,  **$TMAX = 35$**

Коэффициент Kt (Прил.7),  **$KT = 0.83$**

**$KTMAX = 0.83$**

Режим эксплуатации,  **$NAME = \text{"буферная емкость"}$**  (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров,  **$NAME = \text{Наземный вертикальный}$**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  **$VI = 50$**

Количество резервуаров данного типа,  **$NR = 1$**

Количество групп одноцелевых резервуаров,  **$KNR = 1$**

Категория веществ,  **$NAME = A, B, B$**

Значение Kpsr(Прил.8),  **$KPSR = 0.1$**

Значение Kpmax(Прил.8),  **$KPM = 0.1$**

Коэффициент,  **$KPSR = 0.1$**

Производительность закачки, м3/час,  **$QZ = 20$**

Производительность откачки, м3/час,  **$QOT = 20$**

Коэффициент,  **$KPMAX = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м3,  **$V = 50$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  **$B = 2667$**

Плотность смеси, т/м3,  **$RO = 0.85$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  **$NN = B / (RO \cdot V) = 2667 / (0.85 \cdot 50) = 62.8$**

Коэффициент (Прил. 10),  **$KOB = 1.715$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час,  **$VCMAX = 20$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  **$PS = 37$**

,  **$P = 37$**

Коэффициент,  **$KB = 1$**

Температура начала кипения смеси, гр.С,  **$TKIP = 20$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 1.715 \cdot 2667 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0514$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$**

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0514 / 100 = 0.03724$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$**

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 26.8$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0514 / 100 = 0.01378$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$**

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0514 / 100 = 0.00018$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$**

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0514 / 100 = 0.000113$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$**

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.11$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0514 / 100 = 0.0000565$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 0.06$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  **$M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0514 / 100 = 0.00003084$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.00003084
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0372400
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0137800
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001800
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.0000565
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0001130

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6009, Резервуар для нефти 50м3**

Список литературы:



Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005  
Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт,  $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент  $Kt$  (Прил.7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров,  $NAME = \text{Наземный вертикальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME = A, B, B$

Значение  $K_{psr}$ (Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение  $K_{rmax}$ (Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м<sup>3</sup>/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м<sup>3</sup>/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 1987$

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 1987 / (0.85 \cdot 50) = 46.75$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.916$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot$

$KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 1.916 \cdot 1987 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0428$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot$

$KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0428 / 100 = 0.031$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0428 / 100 = 0.01147$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0428 / 100 = 0.0001498$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0428 / 100 = 0.0000942$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0428 / 100 = 0.0000471$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0428 / 100 = 0.0000257$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.0000257
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0310000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0114700

0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001498
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.0000471
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0000942

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6010, Резервуар для нефти 50м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 28**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.71**

**KTMIN = 0.71**

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 35**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.83**

**KTMAX = 0.83**

Режим эксплуатации, **\_NAME\_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **\_NAME\_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **\_NAME\_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 20**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 20**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 778**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.85**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 778 / (0.85 · 50) = 18.3**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 20**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 37**

, **P = 37**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 20**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 20 + 45 = 57**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10<sup>7</sup> · RO) = 0.294 · 37 · 57 · (0.83 · 1 + 0.71) · 0.1 · 2.5 · 778 / (10<sup>7</sup> · 0.85) = 0.02185**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10<sup>4</sup> = (0.163 · 37 · 57 · 0.83 · 0.1 · 1 · 20) / 10<sup>4</sup> = 0.0571**

### Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.02185 / 100 = 0.01583**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0571 / 100 = 0.0414**

### Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.02185 / 100 = 0.00586**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0571 / 100 = 0.0153**

### Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.02185 / 100 = 0.0000765**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0571 / 100 = 0.0002**

### Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.02185 / 100 = 0.0000481**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0571 / 100 = 0.0001256**

### Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **\_M\_ = CI · M / 100 = 0.11 · 0.02185 / 100 = 0.00002404**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **\_G\_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.0571 / 100 = 0.0000628**

### Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.02185 / 100 = 0.0000131$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.0000131
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0158300
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0058600
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0000765
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.00002404
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0000481

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6011-6012, Резервуар для нефти 50м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $\underline{NAME}_ =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $\underline{NAME}_ =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $\underline{NAME}_ =$  **А, Б, В**

Значение Kpsг(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 6953$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 6953 / (0.85 \cdot 50) = 163.6$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 6953 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.1054$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

### Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1054 / 100 = 0.0764$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

### Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1054 / 100 = 0.02825$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

### Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1054 / 100 = 0.000369$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

### Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1054 / 100 = 0.000232$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$   
**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1054 / 100 = 0.000116$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$   
**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**  
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$   
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1054 / 100 = 0.0000632$   
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.0000632
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0764000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0282500
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0003690
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.0001160
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0002320

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6013-6018, Емкость для дизтоплива ДЭС

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 32.85$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 32.85$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 10$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 32.85 + 3.15 \cdot 32.85) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000801$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);**

**Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000801 / 100 = 0.000799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000801 / 100 = 0.000002243$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.000002243
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0007990

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6019-6024, Насос технический

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.05$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T_ = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T_ ) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

#### Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

#### Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

#### Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

#### Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

#### Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

#### Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0002630
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0100700	0.3174000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0037250	0.1174000
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.0015330
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.0004820
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.0009640

НА 2023 год

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 0001-0006, Устьевой нагреватель

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт.,  $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт.,  $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год,  $T_ = 4704$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 18.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $VB = 0$

#### Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 18.6 \cdot 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M_ = N \cdot M \cdot T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0279 \cdot 4704 \cdot 10^{-3} = 0.1312$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 18.6 \cdot 10^{-3} = 0.0279$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0279 \cdot 4704 \cdot 10^{-3} = 0.1312$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0279 / 3.6 = 0.00775$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт,  $MVT = 0.2$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.2 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 720$

где  $3.6 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 18.6 / 1 = 820.3$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1$

Отношение  $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$  при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 820.3 / 720 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0001826$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 18.6 \cdot 1.5 = 218.7$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 218.7 / 3600 = 0.0608$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 218.7 \cdot 0.0001826 = 0.0399$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0399 \cdot 4704 \cdot 10^{-3} = 0.1877$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0399 / 3.6 = 0.01108$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO,  $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.1877 = 0.1502$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01108 = 0.00886$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.1877 = 0.0244$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01108 = 0.00144$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0088600	0.1502000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0014400	0.0244000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0077500	0.1312000
0410	Метан (727*)	0.0077500	0.1312000

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 0007-0012, Факел (дежурный)**

Площадка: ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на 2023

Цех: Месторождение Кенбулак

Источник: 0007-0012

Наименование: Факел (дежурный)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	6.02	2.33680159	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	3.83	2.78658289	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	19.38	20.6777167	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	28.31	39.8139373	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	18.78	32.7851901	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	2.36	1.59977128	28.016	1.2507

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **41.329508**

Плотность сжигаемой смеси  $R_{\rho}$ , кг/м<sup>3</sup>: **0.986**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$N$

$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_{\rho}) = 0.858433$

$i = 1$

где  $(K_i)$  - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_{\rho}$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{36}$ , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.858433 * (35 + 273) / 41.329508)^{0.5} = 231.4299369$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.10646**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.10646 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.353677651$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.10646 * 0.986 = 6.1625$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{36} = 0.001528228 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 21.32) * 41.3295080) =$$

$$102.9434204$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **21.32**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где  $UB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.1232500
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.0184875
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00308125
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0123250

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 6.1625000 * (3.67 * 0.9984000 * 102.9434204 + 0.0000000) - 0.1232500 - 0.0030813 - 0.0123250 = 23.10616242$$

где  $[CO2]_m$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

## 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{нз}$ , ккал/м<sup>3</sup>: **9861**

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (41.329508)^{0.5} = 0.308582544$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0) = 21.73416$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 21.73416 = 22.73416$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (9861 * (1 - 0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 783.5606051$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

Уточненная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.36**

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (9861 * (1 - 0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.36) = 866.7340056$$

## 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00625 * 22.73416 * (273 + 866.7340056) / 273 = 0.593198151$$

Длина факела  $L_{фл}$ , м:

$$L_{фл} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{\text{фн}} + h_6 = 2.25 + 15 = 17.25$$

где  $h_6$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_{\text{ф}}$ , м (29):

$$D_{\text{ф}} = 0.14 \cdot L_{\text{фн}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 2.25 + 0.49 \cdot 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 \cdot V_1 / D_{\text{ф}}^2 = 1.27 \cdot 0.593198151 / 0.3885^2 = 4.991389527$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4704**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.12325	2.0871648
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0184875	0.31307472
0410	Метан (727*)	0.00308125	0.05217912
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.012325	0.20871648

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

#### Источник загрязнения N 0013-0018, ДЭС 100 квт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час,  $G_{FJMAX} = 7.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год,  $G_{FGGO} = 35.28$

#### Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0625$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 30 / 10^3 = 1.058$

#### Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0423$

#### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0813$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 39 / 10^3 = 1.376$

#### Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02083$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 10 / 10^3 = 0.353$

#### Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0521$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 25 / 10^3 = 0.882$

#### Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C));

#### Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 12 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 12 / 10^3 = 0.423$

#### Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0423$

#### Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4),  $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01042$

Валовый выброс, т/год,  $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 35.28 \cdot 5 / 10^3 = 0.1764$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0625000	1.0580000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0813000	1.3760000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0104200	0.1764000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0208300	0.3530000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0521000	0.8820000



1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0025000	0.0423000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025000	0.0423000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0250000	0.4230000

### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

#### Источник загрязнения N 6001, Дренажная емкость 25 м3

Аналогичный расчет

#### Источник загрязнения N 6002-6006, Дренажная емкость 25 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = КОНДЕНСАТ**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 665**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 571**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,**BOZ = 2**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 620**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,**BVL = 2**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 25**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 665 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.2217$

Среднегодовые выбросы, т/год (7.1),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} =$

$(571 \cdot 2 + 620 \cdot 2) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} = 0.000238$

#### Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.000238 / 100 = 0.0001725$  Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2217 / 100 = 0.1606$

#### Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.000238 / 100 = 0.0000638$  Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2217 / 100 = 0.0594$

#### Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.000238 / 100 = 0.000000833$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000776$

#### Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.000238 / 100 = 0.000000524$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000488$

#### Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.000238 / 100 = 0.000000262$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000244$

#### Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.06**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.000238 / 100 = 0.0000001428$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_{\max} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2217 / 100 = 0.000133$

Итого выбросы от 1 ед. дренажные емкости

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001330	0.0000001428
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1606000	0.0001725
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0594000	0.0000638
0602	Бензол (64)	0.0007760	0.000000833
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002440	0.000000262
0621	Метилбензол (349)	0.0004880	0.000000524

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6007, Резервуар для нефти 50м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил. 7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил. 7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpm(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 1359$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 1359 / (0.85 \cdot 50) = 32$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.2$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 2.2 \cdot 1359 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0336$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

### Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M_{\text{пр}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0336 / 100 = 0.02435$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_{\text{пр}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

### Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M_{\text{пр}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0336 / 100 = 0.009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_{\text{пр}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

### Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M_{\text{пр}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0336 / 100 = 0.0001176$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G_{\text{пр}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

### Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0336 / 100 = 0.0000739$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0336 / 100 = 0.00003696$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0336 / 100 = 0.00002016$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.00002016
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0243500
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0090000
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001176
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.00003696
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0000739

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6008, Резервуар для нефти 50м3**

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил. 7),  $KT = 0.71$

**$KTMIN = 0.71$**

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил. 7),  $KT = 0.83$

**$KTMAX = 0.83$**

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kрmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 1418$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 1418 / (0.85 \cdot 50) = 33.36$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.166$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 2.166 \cdot 1418 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0345$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0345 / 100 = 0.025$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0345 / 100 = 0.00925$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0345 / 100 = 0.0001208$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0345 / 100 = 0.0000759$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0345 / 100 = 0.00003795$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0345 / 100 = 0.0000207$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.0000207
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0250000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0092500
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001208
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.00003795
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0000759

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6009.Резервуар для нефти 50м3**

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $\underline{NAME} =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $\underline{NAME} =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $\underline{NAME} =$  **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 1267$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.85$

Годовая обрачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 1267 / (0.85 \cdot 50) = 29.8$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 1267 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0356$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0356 / 100 = 0.0258$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0356 / 100 = 0.00954$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0356 / 100 = 0.0001246$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0356 / 100 = 0.0000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0356 / 100 = 0.00003916$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0356 / 100 = 0.00002136$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.00002136
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0258000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0095400
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0001246
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.00003916
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0000783

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Резервуар для нефти 50м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 279$

Плотность смеси, т/м3,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 279 / (0.85 \cdot 50) = 6.56$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час,  $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 279 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.00784$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.00784 / 100 = 0.00568$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.00784 / 100 = 0.0021$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.00784 / 100 = 0.00002744$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.00784 / 100 = 0.00001725$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.00784 / 100 = 0.00000862$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.00784 / 100 = 0.0000047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.0000047
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0056800
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0021000
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.00002744
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.00000862
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.00001725

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6011-6012, Резервуар для нефти 50м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса,  $VV =$  **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт,  $NPNAME =$  **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С,  $TMIN = 28$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.71$

$KTMIN = 0.71$

Максимальная температура смеси, гр.С,  $TMAX = 35$

Коэффициент Kt (Прил.7),  $KT = 0.83$

$KTMAX = 0.83$

Режим эксплуатации,  $NAME =$  **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров,  $NAME =$  **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpm(Прил.8),  $KPM = 0.1$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час,  $QZ = 20$

Производительность откачки, м3/час,  $QOT = 20$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 3560$

Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.85$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 3560 / (0.85 \cdot 50) = 83.8$

Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.472$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час,  $VC_{MAX} = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст.,  $PS = 37$

,  $P = 37$

Коэффициент,  $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С,  $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KT_{MAX} \cdot KB + KT_{MIN}) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 37 \cdot 57 \cdot (0.83 \cdot 1 + 0.71) \cdot 0.1 \cdot 1.472 \cdot 3560 / (10^7 \cdot 0.85) = 0.0589$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KT_{MAX} \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VC_{MAX}) / 10^4 = (0.163 \cdot 37 \cdot 57 \cdot 0.83 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 20) / 10^4 = 0.0571$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0589 / 100 = 0.0427$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0414$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0589 / 100 = 0.0158$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0153$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0589 / 100 = 0.000206$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0002$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0589 / 100 = 0.0001296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0001256$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0589 / 100 = 0.0000648$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0571 / 100 = 0.0000628$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0589 / 100 = 0.00003534$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0571 / 100 = 0.00003426$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003426	0.00003534
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0414000	0.0427000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0153000	0.0158000
0602	Бензол (64)	0.0002000	0.0002060
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000628	0.0000648
0621	Метилбензол (349)	0.0001256	0.0001296

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6013-6018, Емкость для дизтоплива ДЭС**

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 17.64$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 17.64$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 12$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{PM}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $K_{PM} = 0.1$

Значение  $K_{PSR}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HRI} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент,  $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент,  $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 10$

Сумма  $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$ ,  $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 12 / 3600 = 0.001307$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 17.64 + 3.15 \cdot 17.64) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000793$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000793 / 100 = 0.00079$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001307 / 100 = 0.001303$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000793 / 100 = 0.00000222$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001307 / 100 = 0.00000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000222
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0007900

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6019-6024, Насос технический**

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 4704$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 4704) / 1000 = 0.141$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.141 / 100 = 0.1022$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.141 / 100 = 0.0378$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.141 / 100 = 0.0004935$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.141 / 100 = 0.00031$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.141 / 100 = 0.000155$



Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.141 / 100 = 0.0000846$

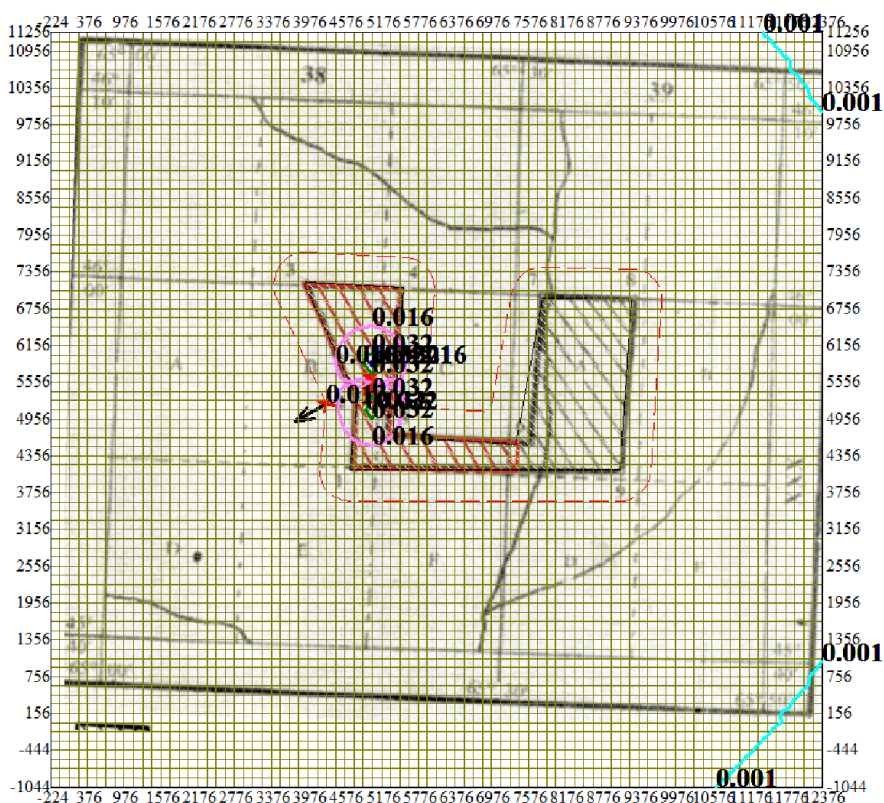
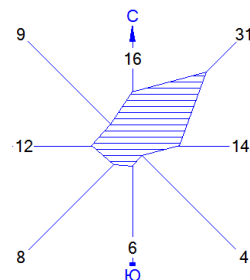
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

<b>Код</b>	<b>Наименование ЗВ</b>	<b>Выброс г/с</b>	<b>Выброс т/год</b>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000050	0.0000846
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0060400	0.1022000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0022320	0.0378000
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.0004935
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0001550
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.0003100

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

### Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на  
 2022 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



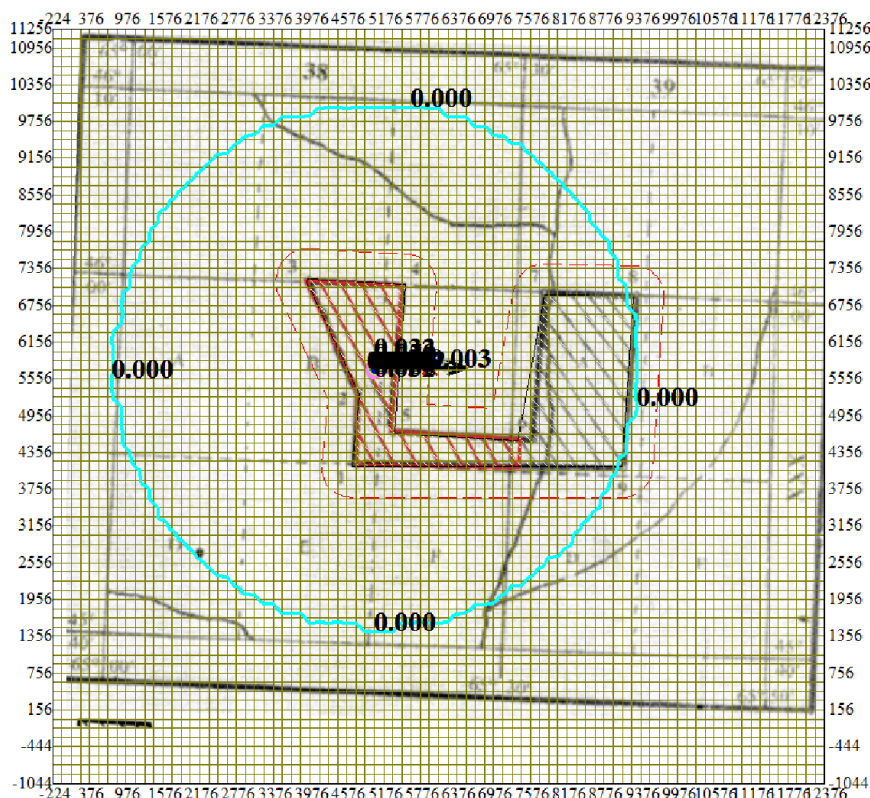
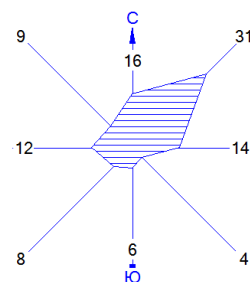
0 992 2976м.  
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК  
 0.001 ПДК  
 0.016 ПДК  
 0.032 ПДК  
 0.042 ПДК

Условные обозначения:  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0420527 ПДК достигается в точке  $x=5026$   $y=5856$   
 При опасном направлении  $185^\circ$  и опасной скорости ветра 2.45 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $85 \times 83$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на  
 2022 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)



0 992 2976м.  
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК

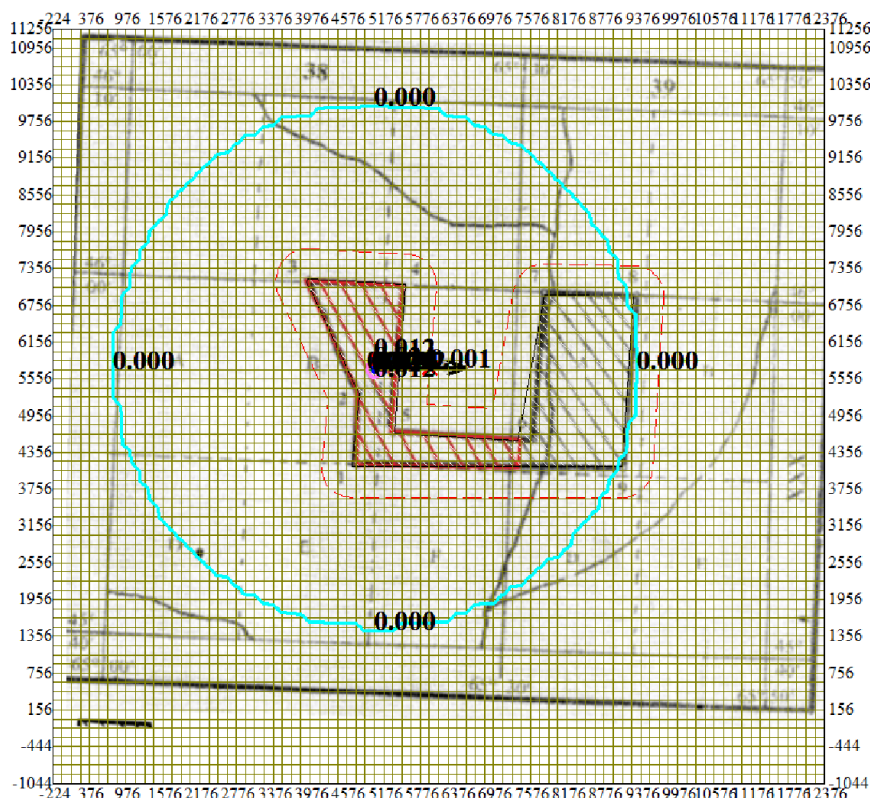
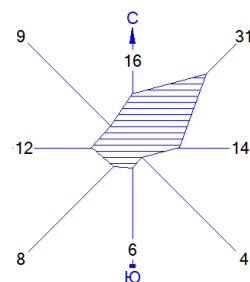
— 0.000 ПДК  
 — 0.032 ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.063 ПДК  
 — 0.082 ПДК

Условные обозначения:

□ Территория предприятия  
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 \* Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0821132 ПДК достигается в точке  $x=5026$   $y=5706$   
 При опасном направлении  $104^\circ$  и опасной скорости ветра 0.61 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $85 \times 83$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на  
 2022 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



0 992 2976м.  
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК

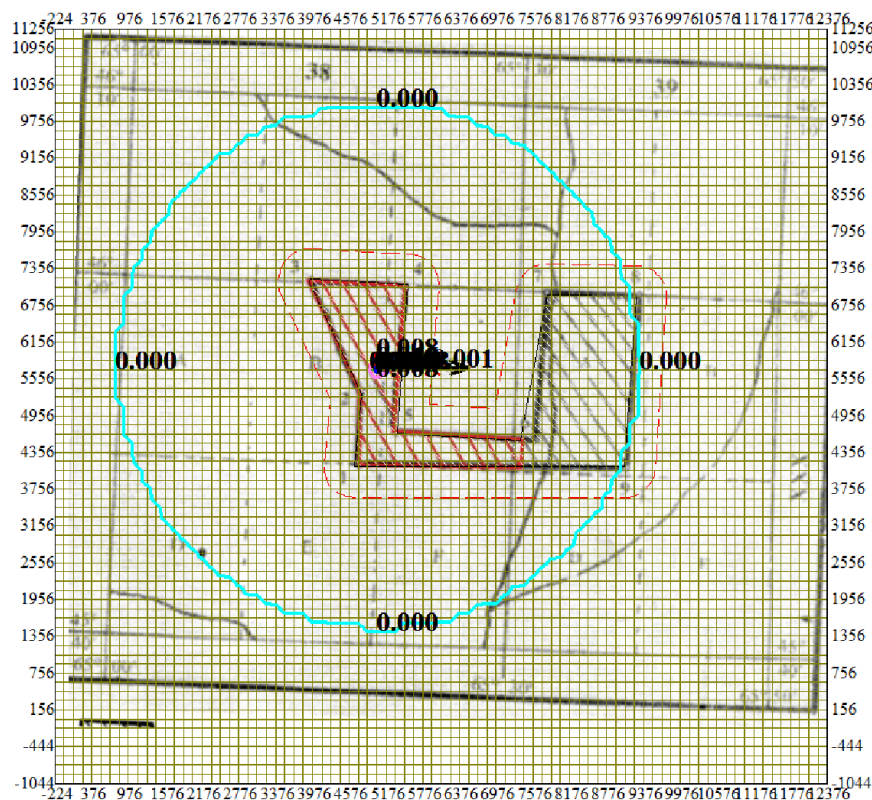
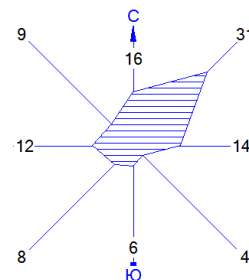
— 0.000 ПДК  
 — 0.012 ПДК  
 — 0.024 ПДК  
 — 0.031 ПДК

Условные обозначения:

□ Территория предприятия  
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 \* Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0311887 ПДК достигается в точке  $x=5026$   $y=5706$   
 При опасном направлении  $104^\circ$  и опасной скорости ветра 0.61 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $85 \times 83$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "КенАйОйл-Кызылорда" Кенбулак на  
 2022 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0621 Метилбензол (349)



0 992 2976м.  
 Масштаб 1:99200

Изолинии в долях ПДК

— 0.000 ПДК

— 0.008 ПДК

— 0.016 ПДК

— 0.021 ПДК

Условные обозначения:

□ Территория предприятия

□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01

↑ Максим. значение концентрации

— Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0207925 ПДК достигается в точке  $x=5026$   $y=5706$   
 При опасном направлении  $104^\circ$  и опасной скорости ветра 0.61 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12600 м, высота 12300 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $85 \times 83$   
 Расчет на существующее положение.



**«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК      РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»**

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ  
ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР      И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ  
МИНИСТРЛІГІ      КАЗАХСТАН

---

22.02.2022

1. Город -
2. Адрес - **Казахстан, Кызылординская область, Жалагашский район**
4. Организация, запрашивающая фон - **ТОО "Effect Group"**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **Месторождение Кенбулак**
6. Разрабатываемый проект - **Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак**  
Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород,**
7. **Углеводороды, Хром, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Кызылординская область, Жалагашский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4.**

**Государственная лицензия на природоохранное проектирование**

14005762

Страница 1 из 1



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ  
ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии **01653P**  
Дата выдачи лицензии **24.04.2014 год**

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база **город Кызылорда, улица Кыдырова, дом 7**  
(местонахождение)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"**  
120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.  
Кызылорда, СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703  
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия,  
имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства  
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство  
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**  
(полное наименование лицензиара)

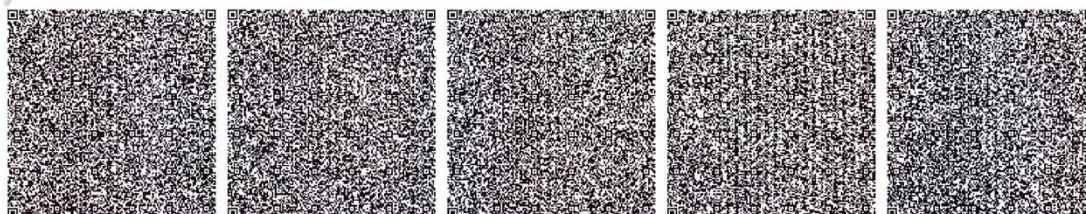
Руководитель  
(уполномоченное лицо) **ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ**  
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к  
лицензии 001

Дата выдачи приложения  
к лицензии 24.04.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қантардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.  
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.04.2014 года01653P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.Кызылорда,  
СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица /  
полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей  
среды(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом  
Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральнаяОсобые условия  
действия лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

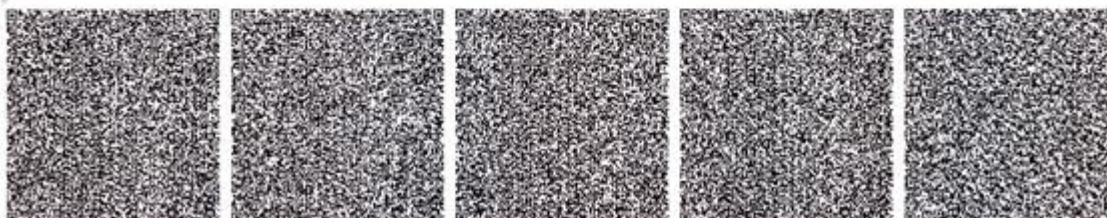
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства  
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан,  
Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики  
Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель  
(уполномоченное лицо)ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана

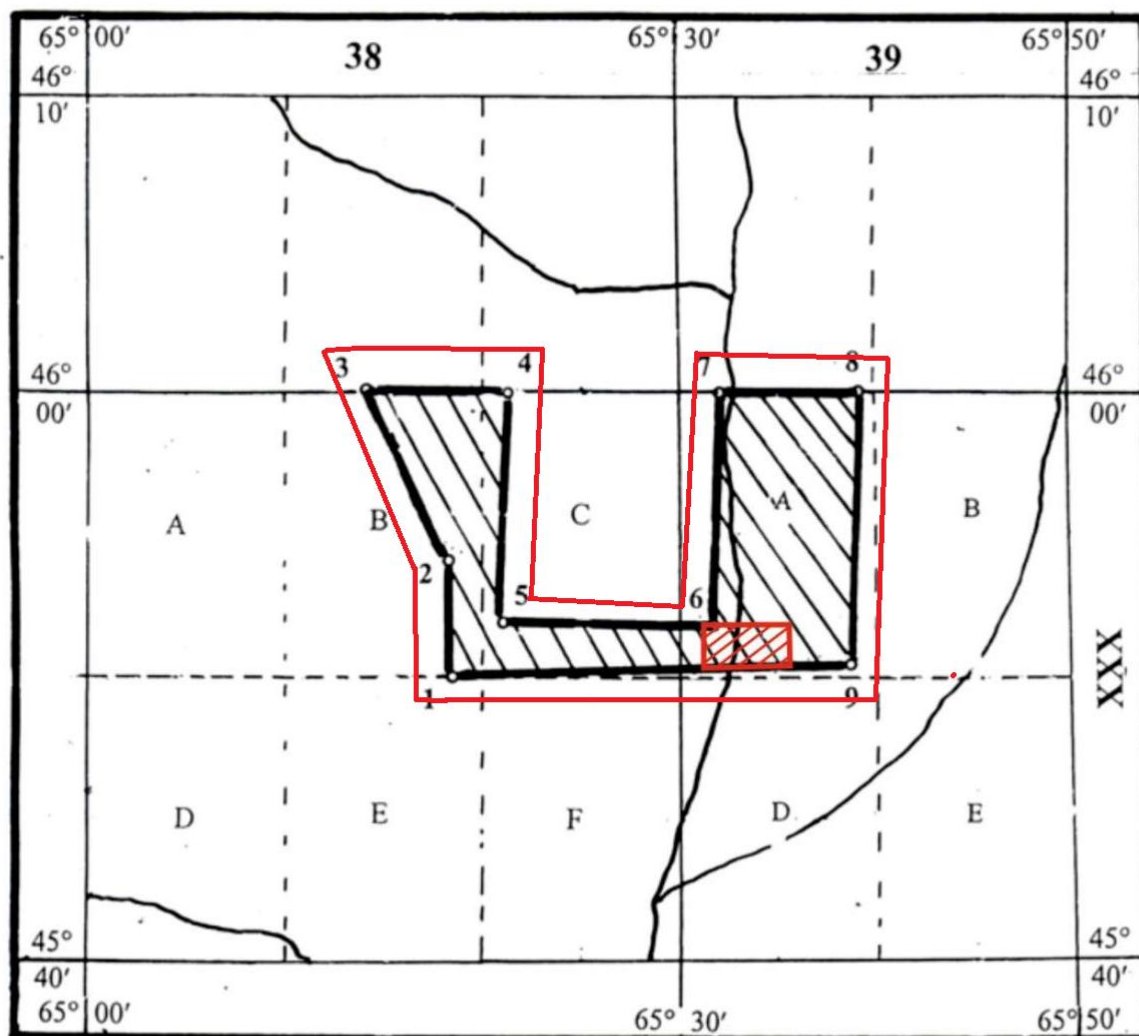


# ПРИЛОЖЕНИЕ 5.

## СИТУАЦИОННАЯ КАРТА СХЕМА УЧАСТКА С НАНЕСЕННЫМИ НА НЕЙ СЗЗ

Картограмма расположения геологического отвода  
в пределах блоков XXX-38-В(частично),С(частично); XXX-39-А(частично)

Масштаб 1: 500 000



контрактная территория блоков Кызылординской области

границы проведения пробной эксплуатации