



УТВЕРЖДАЮ:
Председатель правления
АО «ПетроКазakhstan Кумколь Ресорсиз»
Чжао Сяомин
_____ 2023 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
СЕВЕРНЫЙ НУРАЛЫ»
(по состоянию на 01.01.2023 г.)

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
	ВВЕДЕНИЕ.....	5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	7
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	14
1.2.1.	Климатические условия региона	14
1.2.2.	Рельеф района.....	17
1.2.3.	Гидрографическая сеть.....	17
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	17
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	18
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	18
1.2.5.2.	Тектоника.....	21
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	24
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	33
1.3.1.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях	33
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него	34
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	34
1.5.	Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.	35
1.5.1.	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	40
1.5.2.	Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	48
1.5.3.	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	49
1.5.4.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	51
1.6.	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом	58
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	58
1.8.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействия на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	58
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	58
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	62
1.9.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	95
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	95
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	97
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	101
1.9.4.	Программа управления отходами.....	101
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	103
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	104

3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	105
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	110
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	120
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	120
4.3.	Различная последовательность работ.....	120
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	120
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	120
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	121
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	121
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	121
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	122
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	122
5.2.	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	122
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	122
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	125
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	125
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	126
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	126
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	126
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	126
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	128
6.5.	Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	128
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем.....	128
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	129
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	130
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения	130
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	131
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	133
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ,	134

	ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
11	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	135
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	135
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	135
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	136
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	136
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	137
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	138
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	139
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	140
12.	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)	141
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	142
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ	143
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	145
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	146
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	147
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	148
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	150
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	159
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ	162
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
4.	Письмо о фоновых концентрациях	
5.	Карта-схема расположения предприятия	

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Северный Нуралы (по состоянию на 01.01.2023 г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Северный Нуралы, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Месторождение Северный Нуралы административно относится к Улытаускому району, Карагандинской области Республики Казахстан и выделяется на площади листа L-41-XVIII.

Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами $46^{\circ}25'21''$ - $46^{\circ}19'17''$ с.ш. и $65^{\circ}30'21''$ - $65^{\circ}32'26''$ в.д. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130км), Жусалы (125км), Карсакапай (210км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляет соответственно 140 и 260 км.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разведки; 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:

- «Проект разработки месторождения Северный Нуралы»;
- фоновые материалы и литературные источники.

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

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

Заказчик: АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Республика Казахстан, 120001, город Кызылорда,

ул. Казыбек би, 13 Тел.: 8-72422-61053 /

Факс: 8-72422-77271,

e-mail: Clerical.Office@petrokazakhstan.com.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Разработчик: **ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Л.Чайкиной 1/1, 2 этаж

БИН 060340007305

тел. +7 727 334 17 67/68

E-mail: info@smart-eng.kz

Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Месторождение Северный Нуралы административно относится к Улытаускому району, Карагандинской области Республики Казахстан (рис.1.1) и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами $46^{\circ}25'21''$ - $46^{\circ}19'17''$ с.ш. и $65^{\circ}30'21''$ - $65^{\circ}32'26''$ в.д.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130 км), Жусалы (125км), Карсакпай (210км), Кумколь – 15 км, г. Жезказган - 260 км. Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляет соответственно 140 и 260 км.

В непосредственной близости от месторождения Северный Нуралы (в 5-7км к северо-востоку) расположен вахтовый поселок АО «Петро Казахстан КумкольРесорсиз», эксплуатирующий месторождения Кумколь, Восточный и Южный Кумколь. Между собой эти месторождения связаны грейдерными дорогами.

В 250 км к востоку от него расположен нефтепровод Павлодар-Шымкент, связанный по нитке нефтепровода с месторождением Кумколь, которое также соединено с областным центром г. Кызылорда асфальтированной дорогой.

Остальные дороги в районе месторождения Северный Нуралы грунтовые, проходимые в летне-осенний период любым автотранспортом. В зимнее время проезд затруднен из-за снежных заносов. В период весенней распутицы проезд может осуществляться только вездеходным транспортом.

Район месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкими массивами бугристых песков.

Абсолютные отметки рельефа составляют 118-130м над уровнем моря. Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом $+35^{\circ}\text{C}$, минимальная зимой -35°C . Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает -150мм .

Для района месторождения характерны постоянные ветры северо-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии отсутствуют, имеются лишь небольшие овраги и промоины временных водотоков и солончаки. Ближайшая река Белеуты, пересыхающая в летний период, протекает вдоль южных отрогов Улугау в 85 км к северу от месторождения Северный Нуралы.

Непосредственно в районе месторождения отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины.

Обеспечение буровых технической водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-130 м. Вода не соответствует ГОСТу в качестве использования как питьевой.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат представлены на рисунке 2.

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

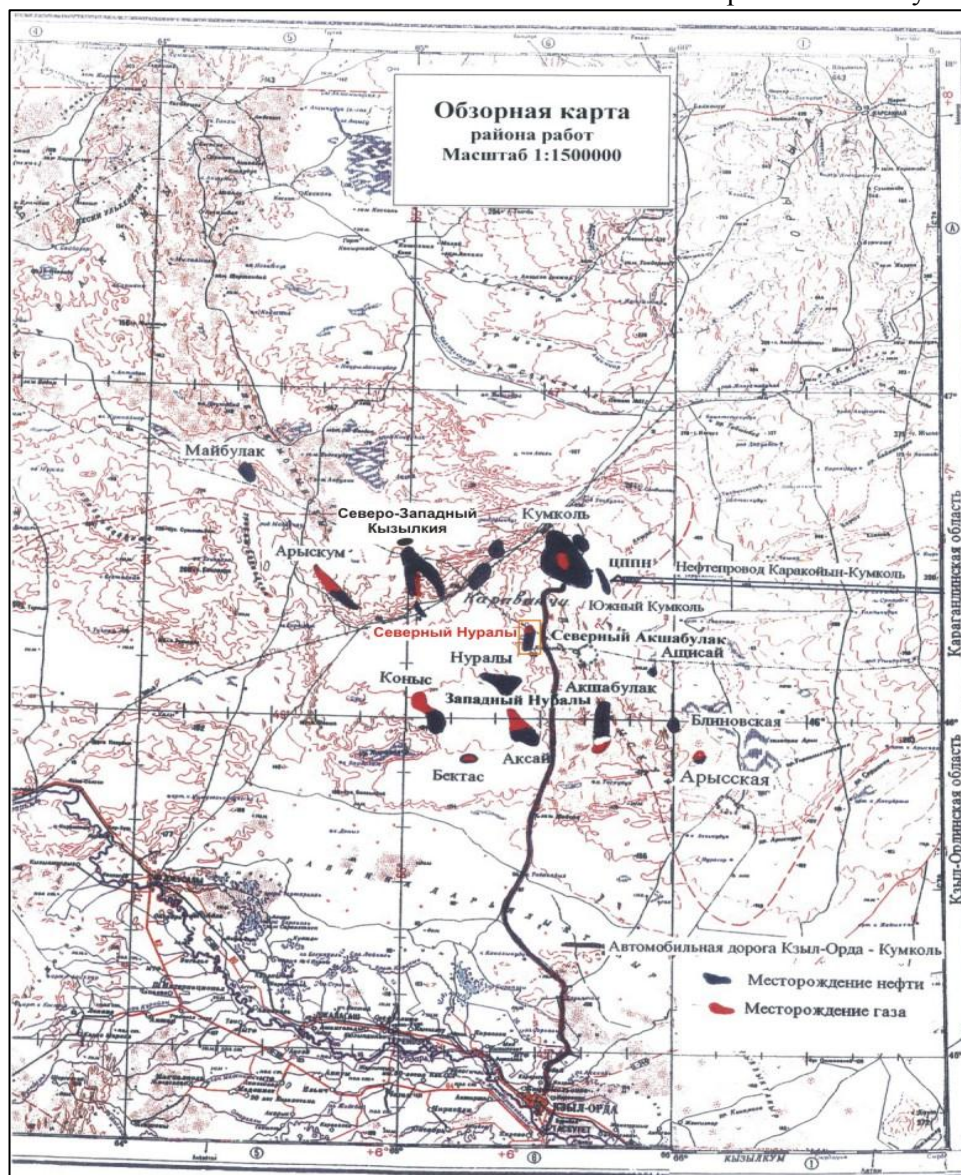


Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение
 к Контракту №
 на право недропользования
 (нефть)

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ
 КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
 РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
 «КАЗГЕОИНФОРМ»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан *Акционерному обществу «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»*
 на право недропользования для добычи *углеводородного сырья*
на месторождении Северный Нурали в пределах блока XXVIII-38-F(частично),
39-D(частично)
 Горный отвод расположен в *Карагандинской области*
 Границы отвода на картограмме обозначены *угловыми точками с т. 1 по т. 5*

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	46° 22' 49"	65° 30' 08"
2	46° 26' 06"	65° 29' 50"
3	46° 26' 05"	65° 30' 55"
4	46° 24' 52"	65° 33' 45"
5	46° 22' 40"	65° 33' 32"

Площадь горного отвода – **25,25** (двадцать пять целых двадцать пять сотых) кв. км.
 Глубина отвода – на вертикальном разрезе на абсолютной отметке - минус 2172 м.

Руководитель



П. Ниценко

г. Астана,
 ноябрь 2009г.

Приложение
к горному отводу на право недропользования
Контракта №
(нефть)

**Картограмма расположения
горного отвода месторождения Северный Нуралы
в пределах блока XXVIII-38-F(частично), 39-D(частично)**

Масштаб 1: 200 000



Handwritten signatures and initials.

Рисунок 2. Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат

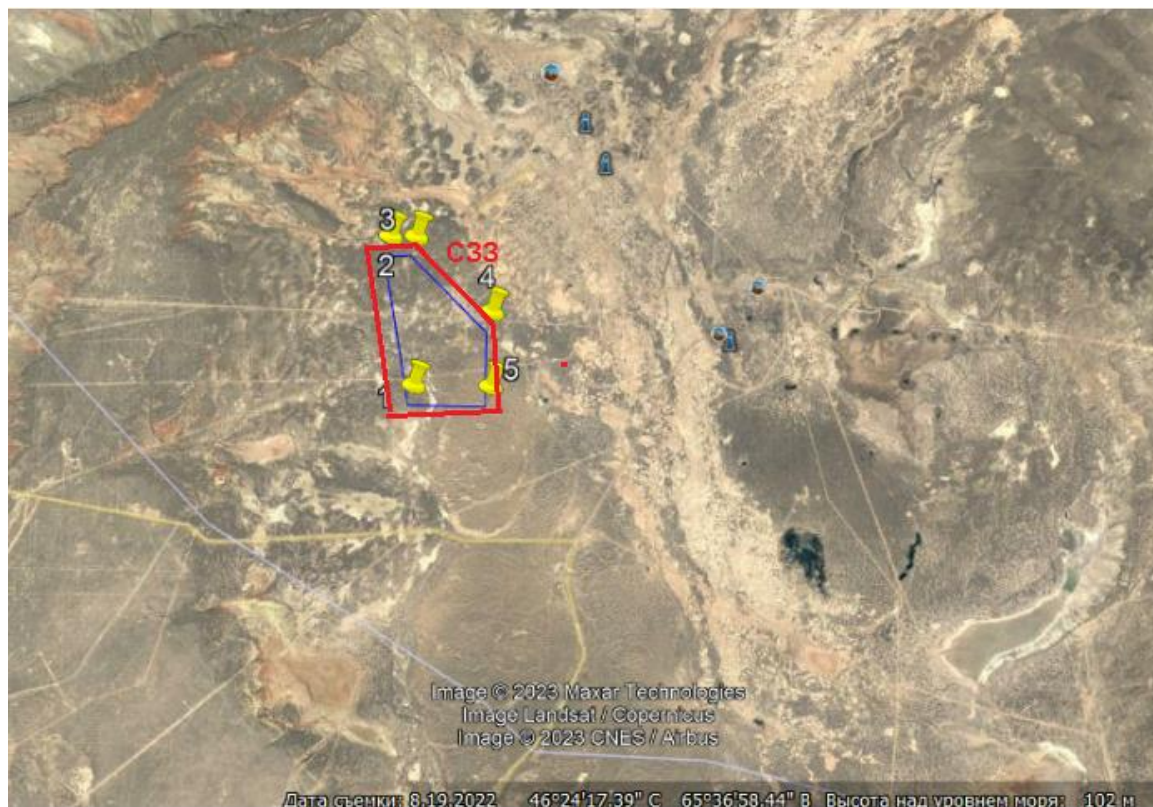


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны

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

1.2.1. 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°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°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

Наименование станции	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

Наименование станции	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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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	Месяцы, год
--------------	----------------

ие станции	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
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	I I	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

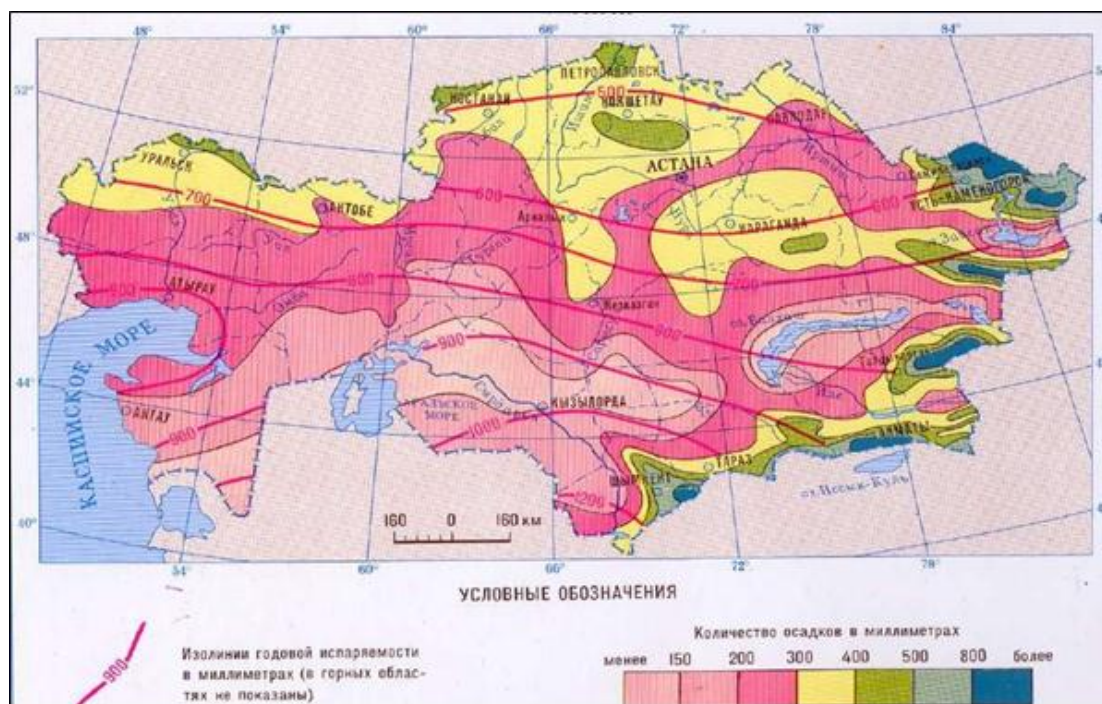


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Рельеф района

Территория района работ на месторождении Северный Нуралы расположена в юго-восточной части Арыскупского прогиба и представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкими массивами бугристых песков, пересекаемую руслами временных водотоков. Рельеф осложнен мелкосопочными понижениями, речными долинами, сухими руслами временных водотоков, ложинами с выходами на поверхность грунтовых вод, бессточными впадинами. Общий уклон поверхности - с запада на восток.

Абсолютные отметки рельефа составляют 118-130 м над уровнем моря. Наиболее возвышенная точка находится севернее расположения проектируемых скважин и составляет 246 м, на северо-западе – 232 м. Наименьшие абсолютные высоты (около 110 м и менее) характерны для восточной части территории.

Северо-западнее территории проектируемых работ простирается песчаный бугристо-ячеистый массив Мойынкум с высотой бугров 5-20 м и глубиной ячей 1-5 м. Песчаный массив Мойынкум (четвертичная золовая равнина) вытянут с северо-запада на юго-восток почти в меридиональном направлении. Поверхность характеризуется чередованием выровненных участков с бугристыми и бугристо-грядовыми песками. Пески с поверхности преимущественно полужакрепленные, но встречаются участки не закрепленных песков. Высота песчаных гряд и бугров от 5 до 20 м. Абсолютные отметки поверхности 116-134 м.

С востока песчаный массив Мойынкум окаймляет нижнечетвертичная пролювиальная пологонаклонная равнина. Пролувиальная равнина имеет наклон в западном и югозападном направлении. Поверхность равнины обычно выровненная, задернованные участки часто чередуются с такырами и солончаками. Пески с поверхности преимущественно полужакрепленные, но встречаются

участки не закрепленных песков. Высота песчаных гряд и бугров от 5 до 20 м. Абсолютные отметки поверхности 116-134 м.

В пределах равнин развиты замкнутые плоскodonные понижения. Это не крупные до 3-5 м глубиной плоскodonные впадины с едва заметными пологими бортами, изрезанные немногочисленными руслами временных водотоков. Днища понижений заняты солонцами и солончаками, обычно сульфатного типа.

Равнина расчленена сухими руслами и промоинами шириной до 8-12 м, глубиной до 2 м. Котловины и понижения, как правило, заняты солончаками. Встречаются также такыры, глинистые участки, имеющие летом твердую растрескавшуюся поверхность. Во время дождей их поверхность размокает и становится непроходимой для автотранспорта.

К югу и юго-востоку от проектируемых скважин расположен массив песков эолового генезиса - Арысум. Это грядово-бугристые полужакрепленные пески. Массив возвышается над окружающей местностью на 10-15 м.

Грунты на территории расположения проектируемых скважин суглинистые, супесчаные, местами засоленные, глинистые и солончаковые.

В геоморфологическом отношении территория района работ представляет собой увалистую равнину, в формировании рельефа которой сыграли роль как денудационные процессы, сопровождаемые тектоническими движениями верхнемелового-палеоценового времени, так и аккумулятивные, образованные в верхнечетвертичное и современное время.

1.2.3. Гидрографическая сеть

Широкое распространение пустынных и полупустынных ландшафтов предопределило слабое развитие гидрографической сети. В районе территории расположения проектируемых скважин встречаются лишь мелкие сая временных водотоков, оживающие в период снеготаяния и ливневых дождей. Приурочены они к крутым склонам рельефа и впадают в бессточные впадины. Во впадинах образуются небольшие озера, вода которых в летний период пересыхает, в результате чего образуются сора, солончаки и такыры.

Вокруг многочисленных самоизливающихся скважин образовались небольшие водоемы со слабосолончатой водой, часто заросшие камышом и заболоченными берегами.

Непосредственно на территории расположения проектируемых скважин и на прилегающих территориях гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Имеются лишь небольшие овраги и промоины временных водотоков и солончаки. Ближайшая река Белеуты, пересыхающая в летний период, протекает вдоль южных отрогов Улутау в 85 км к северу от месторождения Северный Нуралы.

Отсутствие гидрографической сети является в данном случае положительным природным фактором, так как полностью исключается возможность загрязнения поверхностных вод при аварийных ситуациях при бурении газонефтяных скважин. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

1.2.4. Растительный и животный мир

Контрактная и сопредельная территория месторождения Северный Нуралы находится в пустынной зоне, подзоне (полосе) средних пустынь. Согласно последней схеме ботанико-географического районирования, данный регион относится к средним пустыням на серо-бурых почвах и входит в состав Сахаро-Гобийской пустынной области, Иранотуранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западно-северо-туранской подпровинции (Рачковская, 2003).

При исследовании территории большое внимание уделялось изучению пространственного размещения растительности, экологии доминантов, оценке состояния фитоценозов, их флористическому составу.

На основе имеющихся тематических карт (ландшафтной, почвенной, растительного покрова) было проведено геоботаническое обследование территории Нуралы и прилегающих к нему территорий.

Карта экосистем - это карта природно-территориальных комплексов региона, при составлении которой учитывались, по возможности, наиболее полно все природные факторы, обуславливающие условия формирования и существования экосистем данных участков, а также виды и интенсивность антропогенного воздействия.

Особенностью проектной территории является бедность флоры и своеобразие структуры растительного покрова. Растительность имеет два пика вегетации: весенний (эфемеры, эфемероиды) и осенний (солянки). Наземные объекты месторождения Северный Нуралы размещаются на незначительной по площади территории, которая характеризуется достаточно однообразным растительным покровом. Отличительной чертой растительного покрова является его пространственная неоднородность – комплексность. Состав растительных сообществ определяется условиями их местообитания. Основными факторами, определяющими распределение растительности в пространстве, являются условия увлажнения, засоление и механический состав почв и грунтов, а также геоморфологические условия.

Локальные участки нарушенности могут иметь место в радиусе 50-100 м от скважин. При этом растительный покров достаточно будет хорошо развит (проективное покрытие 50-70%) за счет вторичной растительности. Индикатором нарушенности является обилие сорных эрозиофильных видов (*Lepidium perfoliatum*, *Descurainia Sophia*, *Ceratocarpus utriculosus*). Благодаря значительной доле в составе сообществ коренных полукустарничков (*Artemisia terrae-albae*, *A.turanica*, *Anabasis salsa*) наблюдается тенденция естественного восстановления флористического состава. Даже при наличии сорняков, сообщества сохраняют высокий потенциал продуктивности и функциональную роль в круговороте вещества и энергии, поэтому участки вокруг скважин не нуждаются в какихлибо дополнительных мероприятиях по восстановлению растительности.

На территории месторождения Северный Нуралы в незначительном количестве встречается вид тюльпана – Тюльпан Борщева (*Tulipa borszczowii*), являющийся эндемичным и занесенным в Красную книгу РК видом.

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

Животный мир сравнительно небогат и представлен в основном грызунами и пресмыкающимися.

Места произрастания редких видов растений, места обитания редких видов животных, занесенных в Красную книгу РК отсутствуют.

1.2.5. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

В тектоническом плане Арыскупского нефтегазоносного бассейна месторождение Северный Нуралы расположено на крайней северо-восточной части выступа Нуралы, разделяющего Акшабулакскую грабен-синклиналь на Северо-Акшабулакскую (к северо-западу) и Центрально-Акшабулакскую (к юго-востоку) мульды по подошве осадочного комплекса отложений мезозоя-кайнозоя. На основной южной части выступ Нуралы имеет северо-восточное простирание, которое в северной части, в районе месторождения Северный Нуралы сменяется северо-западным.

В строении выступа участвуют отложения терригенного (рифтогенного) структурного яруса в составе нижне-среднего (дошанская и карагансайская свиты) и верхнеюрского (кумкольская и акшабулакская свиты) ритмокомплексов, платформенного структурного яруса в составе меловых и палеогеновых отложений. На западе выступ Нуралы ограничен высокоамплитудным конседиментационным разломом (уступом) по поверхности домезозойского основания, который ограничивает распространение нижнеюрского ритмокомплекса отложений в полном стратиграфическом объеме сазымбайской и айбагинской свит, которые вскрыты скважиной №СН-6 к юго-западу от месторождения и параметрической скважиной 2П-Северный Акшабулак в 10 км к юго-востоку от него.

Стратиграфическое расчленение разреза пород производилось по каротажным диаграммам, описанию керна и биостратиграфическим исследованиям проведенных в скважине СН-3 и СН-6.

Домезозойский фундамент – PZ.

На Нуралинском выступе и на месторождении Северный Нуралы, фундамент представлен метаморфическими сланцами кварц-биотит-плагноклазового состава, гнейсами, вскрытыми скважинами, в том числе по керну скважины №СН-118 в районе месторождения Северный Нуралы.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-3, в образцах, отобранных глубже 2240м, резко изменяется сохранность микрофитофоссилий. Обнаружены двухмешковые хвойные, но возрастает количество древних их представителей: *Paleoconiferus spp.*, *Protoconiferus spp.*, *Alisporites pergrandis*, *Dipterella oblatinoides*. Дополняют их редкие *Quadraeculina limbata*, *Quadraeculina anellaeformis*, *Caytonipollenites spp.*, *Podocarpidites spp.*, появляется пыльца *Chasmatosporites spp.*

Споры *Acanthotriletes spp.*, *Triplanosporites spp.*, *Leiotriletes spp.*, *Cyathidites spp.* единичны.

Встречены реликты палеозойской палинофлоры: *Striatohaploxylinites sp.*, *Vittatina sp.*, *Pseudowalchia sp.*, *Limitisporites sp.*

Юрская система (J).

В Арыскупском прогибе система расчленяется на три ритмокомплекса отложений: нижний - нижнеюрский в составе айбагинской свиты; средний - нижне-среднеюрский в составе карагансайской и дошанской свит и верхний - в составе акшабулакской и кумкольской свит.

Нижнеюрский ритмокомплекс (J₁).

В полном стратиграфическом объеме разрез айбагинской свиты вскрыт на восточной бортовой части Северо-Акшабулакской мульды (скв.6) и параметрической скважиной №2П в северной части Центрально-Акшабулакской мульды, в 10 км к юго-востоку от месторождения.

В скважине 6 обломочная толща айбагинской свиты выделена в толщине 800 м со значениями КС, равным 15-20 ом/м в общем интервале 2670-3470 м.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-6 споры и пыльца удовлетворительной сохранности встречаются редко, оболочки их часто обуглены, корродированны.

В комплексе доминируют голосеменные – 70-90%, среди которых много древней пыльцы: *Paleoconiferus asaccatus*, *Paleoconiferus grandis*, *Paleoconiferus sp.*, *Alisporites pergrandis*, *Dipterella oblatinoides*, *Protoconiferus funarius*, *Chasmatosporites magnolioides*, *Chasmatosporites apertus*, *Circulina meyeriana*, *Circulina sp.*

Споры составляют 10-30% комплекса. Это, в основном, киртомные формы, сближаемые с семейством *Dipteridaceae* (*Toroisporis vulgaris*, *Toroisporis solutionis*, *Auritulinasporites mortoni*, *Dictyophyllum simplex*), *Dipteridaceae* и сопутствующие виды: *Marattisporites scabratus*, *Osmundacidites jurassicus*, *Cyathidites minor*, *Leiotriletes sp.*

В скважине №2-П вскрыта айбагинская свита толщиной 1159 м, в интервале 3615-4774 м, которая не вскрыта до конца. Разрез представлен темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами, в нижней части с растительным детритом и, возможно, слоем угля, в верхней части со слоями глинистого песчаника. Значения КС до 15-25 ом/м.

На площади месторождения Северный Нуралы разрез айболинской свиты вскрыт в большинстве пробуренных скважин, и отсутствует в западной части в скважинах СН-1, 10, 11 а так же в северной части в скважине СН-13.

К айболинской свите относится толща темно-серых глин и глинистых алевролитов, вскрытая между подошвой дощанской свиты и кровлей фундамента.

Вскрытая толщина свиты на юго-западной части в скв. СН-6 достигает 820 м, в северной и северо-восточной части сокращается к Нуралинскому выступу до 13 м (скв.СН-14) и полного выклинивания (скв. СН-13).

Нижне-среднеюрский ритмокомплекс (J₁₋₂).

Нижне-среднеюрский ритмокомплекс представлен дощанской и карагансайской свитами.

Дощанская свита (J_{1-2ds}) вскрыта всеми скважинами.

Свита, представлена аллювиальным литотипом темно-серых плохо отсортированных разнотерристых, часто гравелитистых песчаников, прослоями переходящих в гравелиты и алевропесчаники на глинистом цементе. Песчано-гравийные слои разделены прослоями темно-серых глинистых алевролитов и глин. Значения ГК по коллекторам составляют 3-3.5 мкр/час.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-3 и СН-6 обнаружены пыльца голосеменных растений: *Piceapollenites variabiliformis*, *Piceapollenites mesophyticus*, *Picea singularae*, *Pinuspollenites minimus*, *Alisporites thomasii*, *Podocarpidites proximus*, *Podocarpidites tricoccus*, *Cedruites sp.*, *Alisporites bisaccus*. Много (13-22%) пыльцы примитивного строения: *Paleoconiferus asaccatus*, *Paleoconiferus grandis*, *Protoconiferus funarius*, *Alisporites pergrandis*, *Protopinus sp.*, *Podocarpidites horridus*. В составе сем. Cycadaceae встречаются древние представители – *Chasmatosporites hians*, *Chasmatosporites major*, *Cycadopites nitidus*, *Cycadopites microterminarius*, *Cycadopites subrotundus*. Появляются единичные зерна *Circulina sp.*

Толщина свиты изменяется от 30 м, на севере структуры в скважине №СН-7, 171 м в южной части площади месторождения (скв. № СН-8).

Карагансайская свита (J_{2kr}) представлена темно-серыми глинами. Толщина свиты в пределах месторождения изменяется от 44 (скв. № СН-13) до 118 м (скв. № СН-2).

Особенностью литологического состава свиты, в отличие от разрезов параметрических и других скважин во внутренних частях грабен-синклиналей и скважин (№№СН-4, СН-8, СН-9 и СН-18) в южной части, в центральной части площади свита содержит слои песчаников на глинистом цементе в нижней части разреза, имеющих Кпоткр. выше предельной на площади месторождения и в увеличенной толщине в скважинах №СН-2 и №СН-116 до 7 и 15.6 м с высоким коэффициентом открытой пористости (Кп). Значения КС увеличиваются вниз по разрезу от 5-6 до 10 ом/м по глинам за счет засоренности песчано- алевролитовым материалом.

Появление в разрезе песчаных слоев вероятно за счет сноса обломочного материала с северо-востока (с Кумкольского поднятия).

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-3 и СН-6 обнаружены пыльцы рода *Classopollis*, семейств Pinaceae, Podocarpaceae, Ginkgocycadophytus. Споры папоротникообразных *Cyathidites* (*Cyathidites minor*, *Cyathidites minor var. compactus*, *Cyathidites punctatus*, *Cyathidites australis*, *Cyathidites serpentine*, *Cyathidites concavus*) и *Leiotriletes* (*Leiotriletes magnus*, *Leiotriletes corrugatus*, *Leiotriletes adiantiformis*, *Leiotriletes sp.*). В комплексе много спор семейства Osmundaceae. Сопутствующие виды – *Lycopodiumsporites subrotundus*, *Lycopodiumsporites perplicatus*, *Equisetites variabilis*, *Pilasporites marcidus*, *Densoisporites perinatus*, *Marattisporites scabratus* и др. Руководящим видом этого комплекса является *Neoraistrickia rotundiformis*.

Общая толщина нижне-среднеюрского ритмокомплекса на площади месторождения изменяется от 178м (скв. №СН-1) до 307м (скв. №СН-3) с увеличением (скв. №СН-6) до 1007 м и сокращением к северу (скв. №СН-13) до 113 м.

На своде выступа Нуралы (скв. №СН-1) она составляет 178 м, на площади Северо-Акшабулакской мульды (скв. №2-П) увеличена до 925 м.

Верхнеюрский ритмокомплекс (J₃)

Верхнеюрский ритмокомплекс представлен кумкольской и акшабулакской свитами.

Кумкольская свита (J_{3kt}) повсеместно в районе и на рассматриваемой площади расчленена на три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя. Возраст свиты относится к оксфордскому и кимериджскому ярусам верхнеюрского отдела.

Нижнекумкольская подсвита (J_{3kt1}) выделена только во внутренних частях грабен-синклиналей, на горст-антиклиналях ей соответствует перерыв в осадконакоплении. По данным ГИС представлена глинистыми алевролитами.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-3 на глубинах 1875-1940 м обнаружены пыльцы рода *Classopollis*, пыльца голосеменных растений *Pinuspollenites* и *Piceapollenites*, споры папоротникообразных *Leiotriletes karatauensis*, *Microreticulatisporites pseudoalveolatus*, *Microlepidites crassirimosus*, *Converrucosisporites disparituberculatus*, *Leptolepidites verrucatus*, микрофитопланктон рода *Acanthodiacrodium sp.*, *Veryhachium sp.*, *Micrhystridium sp.*, *Leiosphaeridia sp.*

Толщина подсвиты изменяется от 33 м (скв. №СН-4) до 123 м (скв. №СН-167), в скважине №2-П составляет 229 м.

Среднекумкольская подсвита (J_3km_2) расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3km_2^1$) представлен песчано-алевритовой пачкой с различным невыдержанным по площади участием в разрезе песчаных коллекторов. **Верхний горизонт ($J_3km_2^2$)** сложен темно-серыми глинами.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-6 обнаружена пыльца крупных размеров семейства Pinaceae мезофильного облика и разнообразная пыльца *Cycadopites spp.*, *Podocarpidites spp.*, *Parvisaccites radiatus*, *Cedripites minor*, *Callialasporites segmentatus*, *Caytonipollenites pallidus*, Cupressaceae, *Perinopollenites elatoides*, *Sciadopityspollenites macroverrucosus*, *Eucommiidites troedssonii*.

Общая толщина подсвиты изменяется от 38 (скв. № СН-167) до 176,5 м (скв. № СН-6). Значения КС 3.5-5.5 ом/м.

Верхнекумкольская подсвита (J_3km_3) представлена серыми и темно-серыми переслаивающимися песчаниками, глинами и алевритами общей толщиной от 40 до 164,5 м. Значения КС по пескам в пределах 0.5 ом/м, по глинам до 3-3.5 ом/м.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-3 обнаружена пыльца *Classopollis* (*Classopollis classoides*, *Classopollis minor*, *Classopollis itunensis*, *Classopollis torosus*, *Classopollis sp.*). Редкими зернами представлены двухмешковые хвойные семейства Pinaceae, а также Cycadaceae, Ginkgocycadophytus, *Inaperturopollenites spp.*, *Perinopollenites spp.*

Споры папоротникообразных *Densoisporites velatus*, *Duplexisporites anagrammensis*, *Todisporites minor*, *Cyathidites sp.*, *Gleicheniidites laetus*.

Акишабулакская свита (J_3ak) представлена в основной верхней части пестроцветными, в нижней части зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевритами с невыдержанными по площади прослоями слабосцементированного песчаника. Возраст свиты относится к волжскому ярусу верхнего отдела юры.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-6 обнаружены споры *Cyathidites minor*, *Cyathidites australis*, *Osmundacidites jurassicus*, *Tripartina variabilis*, *Densoisporites sp.*, *Neoraistrickia longibaculata*, *Monolites couperi*, *Toroisporis solutionis*, *Leiotriletes pallescens*, Gleicheniaceae, пыльцы *Classopollis spp.*, сокращается количество видов глейхениевых папоротников, остаются только редкие *Gleicheniidites laetus* и *Plicifera delicata*.

Толщина свиты изменяется от 97 (скв. № СН-13) до 297 м (скв. № СН-133) в значительной мере за счет эрозионного среза арыкумским горизонтом в основании платформенного структурного яруса мела-палеогена. Значения КС 2-2.5 ом/м. В скважине №2-П толщина свиты увеличена до 340 м.

Меловая система (К).

Отложения мела расчленены на даульскую свиту апт-неокома, карачетаускую свиту нижнего-среднего альба, кызылкиинскую свиту верхнего альба-сеномана и нерасчлененную толщу турона-сенона.

По биостратиграфическому анализу образца шлама в скважине СН-6 в нижнемеловых отложениях обнаружены споры схийейных папоротников: *Maculatisporites asper*, *Cicatricosisporites tersus*, *Cicatricosisporites* cff. *ludbrookii*, *Cicatricosisporites minutaestriatus*, *Cicatricosisporites australiensis*, *Anemia triquerta*, *Anemia silvestris*, *Lygodiumsporites subsimplex*, *Lygodium japoniciforme*, *Lygodiumsporites valanjinensis*, многие из которых имеют характерный для неокома красный цвет, а также спор глейхениевых папоротников: *Gleicheniidites laetus*, *Gleicheniidites senonicus*, *Gleicheniidites sp.*, *Clavifera triplex*, *Ornamentifera granulata*. Среди голосеменных, помимо пыльцы семейств Pinaceae и Podocarpaceae, встречается пыльца Cupressaceae, Araucariaceae и др., а также характерные меловые виды: *Gnetaceaepollenites spp.*, *Phyllocladidites acceptus*, *Cedripites canadensis*. Небольшой процент комплекса составляет пыльца *Classopollis spp.*

Даульская свита (K_{1nc-ap}) расчленена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc_1}) по литологическому составу расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт ($K_{1nc_{1ar}}$) в основной верхней части представлен коричневыми глинистыми алевролитами, в основании – песчаниками и гравелитами общей толщиной 69-399 м.

Верхний горизонт (K_{1nc_2}) представлен коричневыми глинами. Толщина с северо-востока на юго-запад увеличивается от 45 до 180 м.

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc_2}) в нижней части представлена переслаиванием коричневых глин, песков, в верхней части преобладают глинистые алевролиты и глины. Толщина от 201,7 м до 408,3 м (358 м - скв. №2-П).

Карачетауская свита ($K_{1a+al_{1-2}}$) представлена серыми песками, в основании гравелитами, в средней части со слоями темно-серых глин. Толщина 116-418 м. Залегают на верхнедаульской подсвите с размывом.

Кызылкинская свита (K_{1al_3-s}) сложена пестроцветными глинами и глинистыми алевролитами со слоями песков в средней части разреза. Средняя толщина составляет 218 м (163 м - скв. №2-П).

Турон-сенон (K_2t-sn) представлен сероцветными, в средней части пестроцветными глинами, алевролитами и песками. Толщина 295,6-393 м (412 м - скв. №2-П).

Палеоген (Р)

Палеоген представлен мергелями палеоцена, зеленовато-серыми глинами эоцена и красно-коричневыми глинами олигоцена. Перекрыто суглинками и супесями четвертичных отложений (до 20 м). Толщина палеогена изменяется в зависимости от глубины среза четвертичными отложениями.

1.2.5.2. Тектоника

В тектоническом отношении площадь Северный Нуралы расположена на крайней северо-восточной части выступа Нуралы, разделяющего Акшабулакскую грабен-синклиналь на Северо-Акшабулакскую (к северо-западу) и Центрально-Акшабулакскую (к юго-востоку) мульды по подошве осадочного комплекса отложений мезозоя-кайнозоя. В целом выступ Нуралы имеет северо-восточное простирание.

Площадь месторождения Северный Нуралы в палеоструктурном плане представляет седловину между выступом Нуралы и поднятием Кумколь, входящим в состав Ащисайской горст-антиклинали. В строении этой палеоседловины дощанская свита нижне-среднеюрского ритмокомплекса подстилается глинистой пачкой, очевидно, относящейся к верхней части айбалинской свиты, распространенной к северу на продолжении Центрально-Акшабулакской мульды. Площадь имеет моноклиальное строение с воздыманием к формирующемуся поднятию Кумколь, в верхнеюрскую эпоху и в меловой период, с образованием ловушки неантиклинального типа по коллекторам дощанской и карагансайской свит, распространение которых к востоку и западу ограничено уступом по кровле фундамента.

После проведения сейсмических работ 3Д (2003-2004 гг.) на месторождении Северный Нуралы дополнительно пробурено 28 скважин, проведена пробная эксплуатация залежей, месторождение введено в промышленную разработку, получены новые геолого-промысловые данные.

В 2020 г. Недропользователем была проведена увязка данных бурения дополнительных 28 скважин, пробуренных в период с 2003 по 2020 гг. и переинтерпретация сейсмических материалов 3Д (2003-04 гг.), в результате уточнена модель месторождения (в т.ч. были детализированы структурный план по продуктивным горизонтам, особенности разрывных дислокаций, границы выклинивания продуктивных горизонтов к фундаменту).

Проводились исследовательские работы по технологии идентификации сбросов со многими сейсмическими атрибутами, путем фильтрации обычного сейсмического разреза точки разлома сбросов на сейсмических разрезах.

Кроме того, с помощью временного среза и среза проверки сбросов проводились плоские комбинации сбросов. На временном срезе и срезе проверки сбросов 1450мс, 1500мс, 1560мс, 1800мс видны сбросы, где сейсмическая синфазная ось кружится, отъединяется и имеет яркие характеристики. С использованием вышеуказанных технологий идентификации сбросов, проведена интерпретация сбросов. (граф. прилож. №№6-12).

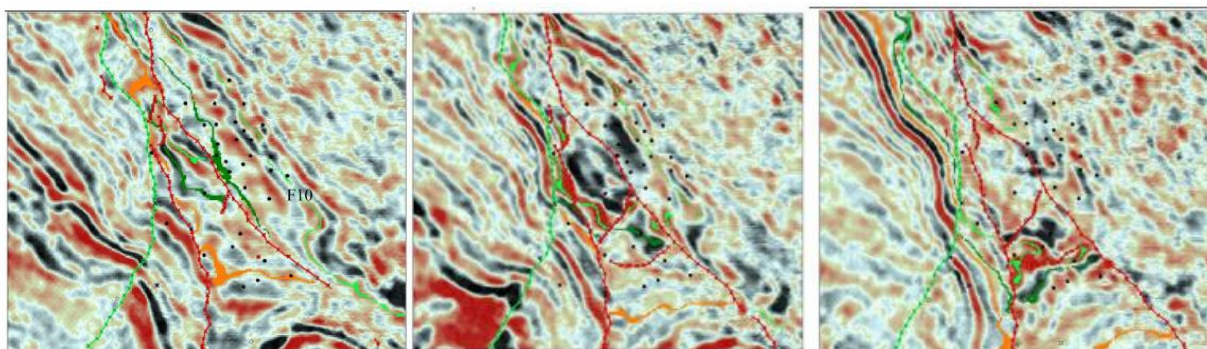


Рисунок 1.2.5-1. - Временные срезы

В целом, результаты дополнительно пробуренных скважин позволили уточнить корреляцию целевых отражений в продуктивной толще. В юрских отложениях осуществлена привязка отражающих горизонтов, приуроченных к кровле соответствующих продуктивных горизонтов.

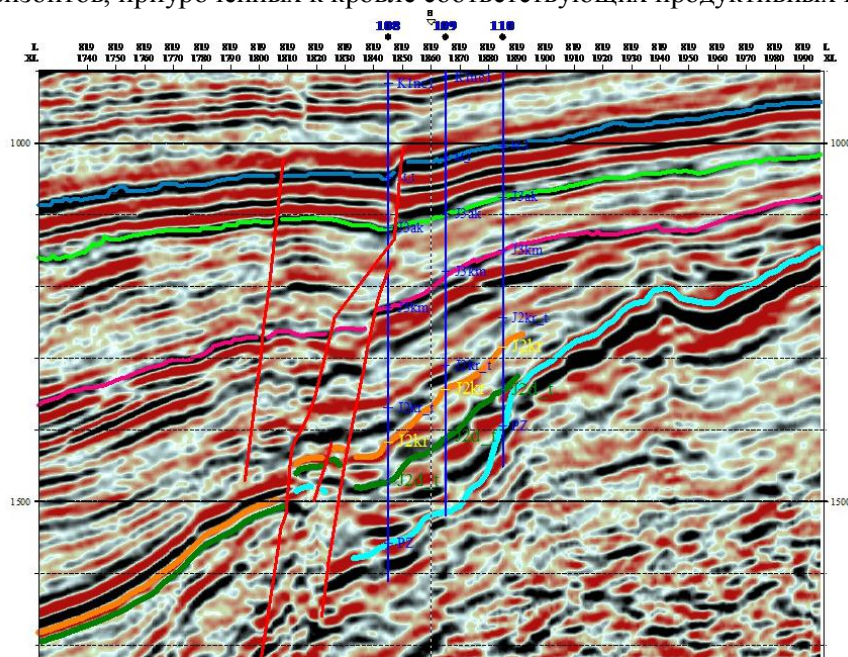


Рисунок 1.2.5-2 - Стратиграфическая привязка юрских отражающих горизонтов на временном разрезе

В результате выявлены изменения в представлении о тектоническом строении месторождения от ранее принятой в работе (ПЗ-08). Структурный план месторождения значительно изменился, в основном, за счет уточнения геометрии и амплитуды разрывных нарушений, делящей залежь на блоки и выявления дополнительных нарушений. В частности, это коснулось центральной части месторождения, включающей в себя Западный и Центральный блоки.

В Пересчете запасов 2022 г, произведена замена названия блоков на цифровую индексацию, ранее выделенные блоки были разделены:

- Центральный блок на блоки I, IIa, IIб;
- Западный блок на блоки II, III, IV, V;
- Северный блок на блок Ia

Структурный план площади месторождения Северный Нуралы и прилегающей к нему территории изучен по поверхности фундамента (ОГ-РЗ) и по кровле дощанской и карагансайской свит, с привязкой их по литолого-стратиграфическому расчленению разрезов пробуренных скважин.

Отражающий горизонт РЗ. По палеозойскому горизонту РЗ в пределах рассматриваемой площади охвата сейсмике горизонт условно разделен на 5 блоков, разломами F1-F9. Нефтеносность РЗ установлена лишь в одной скважине №1, в III блоке, в остальных блоках горизонт непродуктивен.

В ранее принятой модели по продуктивному горизонту PZ в пределах месторождения Северный Нуралы были выделены 9 условных блоков разделенные между собой дизъюнктивными нарушениями.

В результате переинтерпретации были уточнены границы и протяженность разломов в пределах отражающих горизонтов. Если в ранее принятой модели между скважинами СН-13 и СН-7 был выделен небольшой разлом, то по новой сейсмике, данный разлом исключен в виду небольшой амплитуды, а также отсутствия заметного смещения геологических границ.

Граница выступа фундамента PZ на восточной части месторождения в предыдущей модели был выделен разломом F2, в результате переинтерпретации разлом F2 исключен в связи с малой амплитуды разлома.

В основном наличие разломов, по результатам переинтерпретации и бурения подтверждаются, за исключением небольшого уточнения местоположения, а также амплитуды разломов.

Также установлена протяженность разлома F1 между скважинами СН-3 и СН-9, который в ранее принятой модели отсутствовал. Однако, если внимательно смотреть на структуру в районе расположения этих скважин, то можно обнаружить, что структура разделена небольшим разломом, так же наличие разлома можно увидеть на временном разрезе.

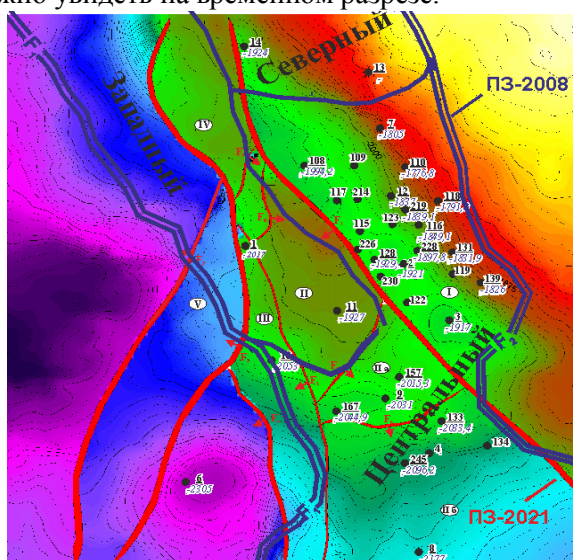
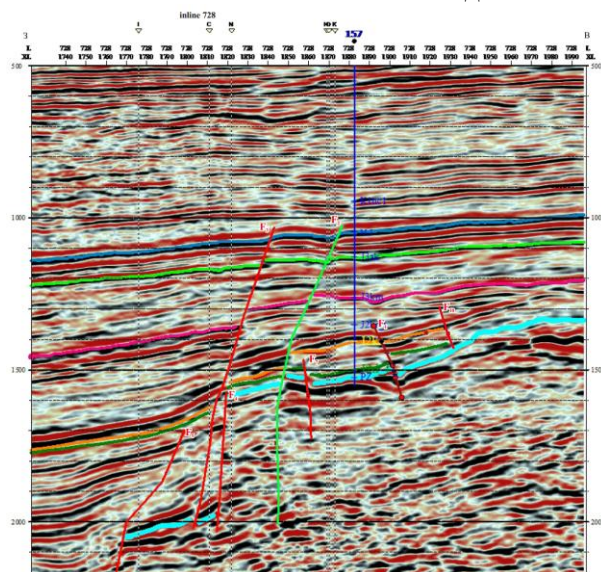


Рисунок 1.5.2-3 – Схема сопоставления тектонической модели месторождения по кровле Р



В блоках IV и V скважины не пробурены, нефтегазоность не установлена. С востока ограничена мульдой, а с запада разломом F2.

В результате переинтерпретации сейсмических данных 3Д уточнено граница выклинивания горизонтов к фундаменту палеозоя. По результатам бурения скважин СН-110, СН-118 проведена детальная корреляция продуктивных горизонтов и прокоррелирован отражающий горизонт J2d в районе основной залежи.

Установлены дизъюнктивные нарушения в виде разломов F6, F8 и F9, которые делят залежи на блоки. В предыдущей модели скважины СН-1 и СН-11 были приурочены к Нуралинскому своду. После доизучения материалов сеймики и результатов опробования скважин, с учетом того, что по скважине СН-1 получен приток нефти на более низких гипсометрических отметках палеозоя, тогда как на структурно выше расположенной скважине СН-11 получен приток воды, уточнено, что скважина СН-1 отделена от скважины СН-11 разломом F2.

Также по новой сейсмической модели установлен разлом F6 с небольшой амплитудой между скважинами СН-9 и СН-4, тогда как по предыдущей модели отсутствовал данный разлом.

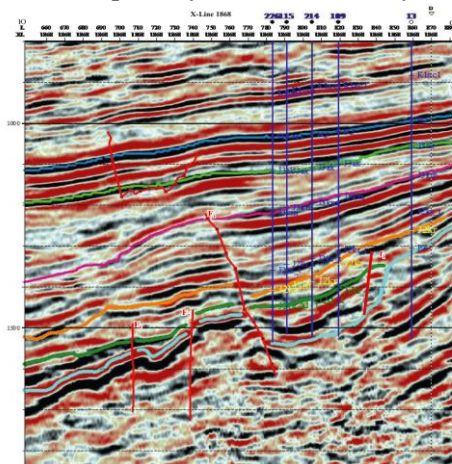


Рисунок 1.2.5-7 – Временной разрез X-line 1868

На северной части Нуралинского свода установлены небольшие разломы F8 и F9. В основном изменения коснулись по уточнению границ разломов делящие месторождение на самостоятельные небольшие тектонические блоки.

Отражающий горизонт J2kg.

По отражающему J2kg выделено 5 разломов F1, F2, F3, F9, F10 и уточнена граница выклинивания горизонта к выступу палеозойского фундамента. Блоку I принадлежат основные запасы нефти и большое количество пробуренных скважин приурочены к данному блоку.

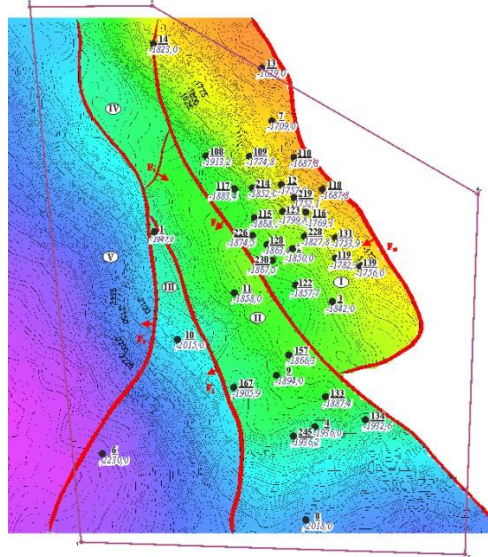


Рисунок 1.2.5-8 – Структурная карта по кровле карагансайской свиты средней юры

Блок II также аналогично J2d ограничен разломами F1, F2 и F9, подблоки Па и Пб объединены в один блок, поскольку разломы F6, F7, F8 имеют затухание и не нарушают целостность горизонта

J2kg. Горизонт четко прослеживается в пределах вышеуказанных блоков и не имеет никакой тектонической деформации.

Блоки III, IV, и V горизонта J2kg имеют аналогичную геометрию по горизонту J2d.

По отражающему горизонту изменения претерпели по уточнению расположения разломов, так как отражающий горизонт имеет унаследованный характер и близко залегает к ОГ-J2d, изменения по ОГ-J2kg почти аналогичные как по вышеуказанному горизонту J2d.

Отражающий горизонт K1nc1. По отражающему K1nc1 были установлены 4 дизъюнктивных нарушений F2, F3, F11, F12, из них первые два разлома глубинные разломы. В основном горизонт имеет пологий характер за счет нижних погребенных юрских ритмокомплексов.

Граница распространения горизонта, имеет региональный характер и распространен повсеместно. На большинстве месторождениях Тургайского бассейна в неокомском комплексе была установлена нефтегазоносность. Однако, в пределах сейсмической изученности месторождения Северный Нуралы коллекторы неокома представлены водоносными коллекторами.

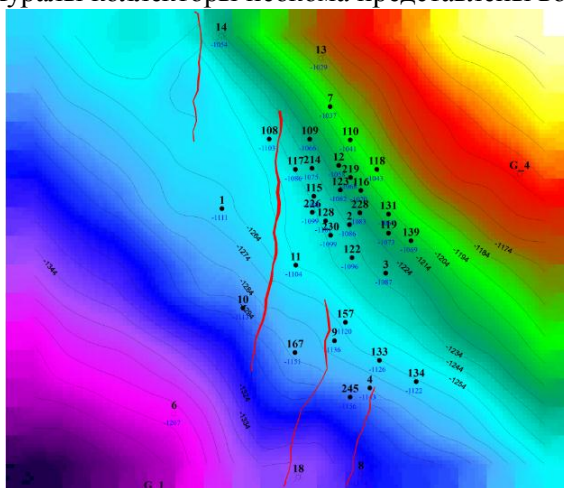


Рисунок 1.2.5-9 – Структурная карта по ОГ-K1nc1

Отражающий горизонт J3ak. Горизонт J3ak представлен глинистыми, аргилитовыми отложениями и являются подошвой неокома и покрывкой кумкольской свит. В основном состоит из глинистых пород. В пределах месторождения Северный Нуралы в исследуемом районе были установлены 4 разлома F2, F3, F11, F12, структура имеет аналогичную структуру горизонта K1nc1, так как является подошвой данного горизонта и имеет небольшие расстояния залегания.

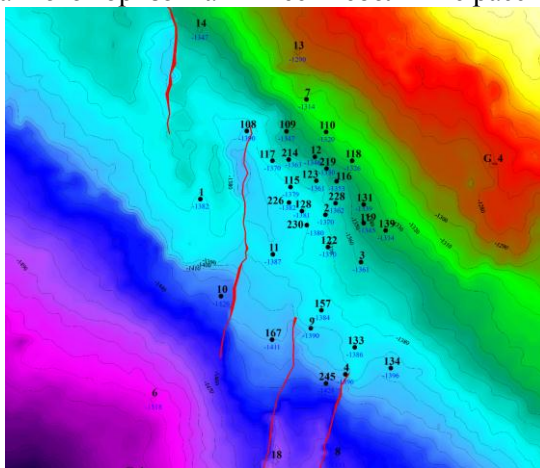


Рисунок 1.2.5-10 – Структурная карта по ОГ-J3ak.

Отражающий горизонт J3km. В пределах изучаемого района горизонт кумкольской свиты осложнен четырьмя разломами F1, F2, F3, F12. Горизонт характеризуется на юго-западной части глубокой седловиной, на северо-восток структура приподнята в связи с поднятием фундамента палеозоя PZ. В районе исследования всеми пробуренными скважинами вскрыт данный горизонт и представлен водонасыщенными коллекторами.

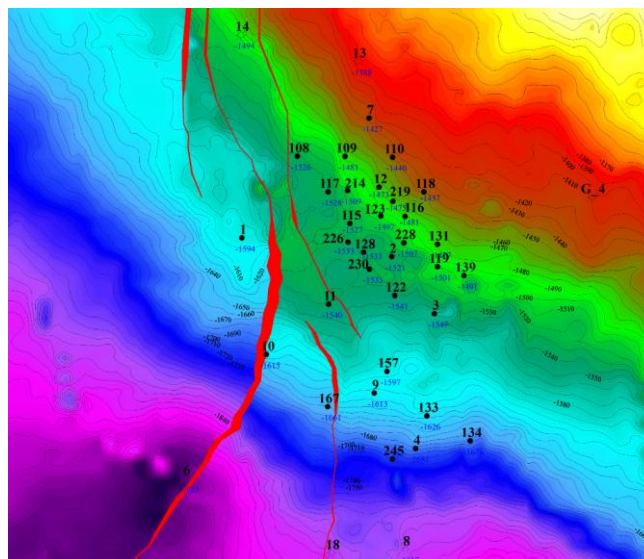


Рисунок 1.2.5-11– Структурная карта по ОГ-J3km.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Первооткрывательницей месторождения Северный Нуралы является скважина № 1, в которой в 2002 году был получен приток нефти из отложений фундамента.

В 2004 году впервые произведен оперативный подсчет запасов нефти по отложениям дощанской свиты нижней-средней юры (пласт «Б»).

С 2008 года месторождение введено в пробную эксплуатацию.

В 2009 году выполнен отчет по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы» по состоянию изученности на 01.11.2008 г.

В 2022 г выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы» по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

На дату отчета по пересчету запасов на месторождении дополнительно был проведен следующий комплекс работ:

- пробурено 21 эксплуатационных скважин. Общий фонд пробуренных скважин составил 36 ед.;
- проведена обработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д, выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы, по результатам уточнены структурные карты по отражающим горизонтам;
- испытано 50 объектов в 25 скважинах;
- отобран керн из 3 скважин;
- изучены состав и свойства нефти по 24 пробам в поверхностных условиях и по 7 глубинным пробам;
- физико-химические свойства пластовых вод уточнилось по 19-ти новым пробам воды.

Все эти данные позволили уточнить геологическое строение залежи, а именно:

- по результатам переинтерпретации сейсморазведки 3Д проведена увязка данных бурения скважин, в результате уточнилось геологическое строение месторождения и положения тектонических нарушений, что привело к изменению в строении месторождения, выделены блоки, разделившие ранее установленные залежи, так же название горизонтов переименовано и приведено к региональной номенклатуре.

- выделение дополнительных тектонических нарушений, привело к раздроблению блоков на несколько подблоков и соответственно привело к их увеличению. В связи с этим, появилась необходимость в изменении названий блоков на цифровую индексацию;

- по результатам данных керна уточнены нижние пределы емкостно-фильтрационных параметров коллекторов (пористости, глинистости и насыщенности) продуктивных горизонтов;

- проведена переобработка и переинтерпретация всего петрофизического материала пробуренных на месторождении 36 скважин. В результате появились новые данные по характеру насыщения коллекторов и положению ВНК в отдельных частях месторождения.

На дату составления данного проекта на месторождении дополнительно скважины не пробурены, дополнительно проведен отбор и анализ глубинных и поверхностных проб нефти, анализ компонентного состава нефтяного газа и физико-химический анализ воды.

По результатам обработки и переинтерпретации ГИС и перекорреляции разрезов в среднеюрских отложениях выделены 3 продуктивных горизонта в карагансайской и дощанской свите горизонты Ю-IV-k и Ю-IV-d и в отложениях фундамента горизонт PZ.

Литологически продуктивный разрез представляет собой чередование песчаников, алевролитов, являющихся коллекторами порового типа, и глин. Наиболее выдержанные по площади глины являются разделами между горизонтами, а в их пределах выделяются пачки коллекторов. В литологическом отношении песчаники полимиктовые, сложены обломочным материалом, состоящим из кварца, полевых шпатов и обломков изверженных пород, причем наблюдается преобладание кварца над полевыми шпатами. Состав цемента глинистый, смешанный, гидрослюдистый, кальцитовый. Алевролиты по литолого-петрографической характеристике аналогичны песчаникам. Песчаники нижних горизонтов грубозернистые с большим содержанием кварца (70-75 %). Состав цемента каолинистый, гидрослюдисто-хлоритовый, сидеритовый.

Строение продуктивных горизонтов в плане, отметки нефтяных контуров приведены на структурных картах, построенных по кровле коллекторов (Папка I, графические приложения №№7, 8, 9).

Распределение пластов-коллекторов по разрезу продуктивных горизонтов приведено на литологических профилях (Папка I, графическое приложение №2, 3, 4).

Строение структуры по глубине залегания на геологических профилях (Папка I, графическое приложение №1).

Промышленная нефтеносность на месторождении Нуралы Северный установлена в среднеюрских отложениях в нижней части карагансайской свиты в горизонте Ю-IV-k, в дощанской свите горизонт Ю-IV-d и в отложениях фундамента PZ.

Нефтяные залежи, связанные с терригенными резервуарами, в структурном отношении приурочены к нарушенным структурам субширотного простирания, представляющим собой типичные приразломные антиклинальные складки, осложненные нарушениями.

Ниже приводится описание продуктивных горизонтов, связанных с ними нефтяных залежей, обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт Ю-IV-k приурочен к нижней части карагансайской свиты и довольно уверенно коррелируется в разрезе скважин. Проведенная пластовая корреляция подтвердила сложный характер распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу выражающийся в значительном изменении эффективных толщин вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями.

Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. По комплексу ГИС отдельные прослои нефтенасыщенного коллектора, выделены в скважинах, расположенных в пределах I и II блоков. В работе (ПЗ-08) залежь нефти располагалась в пределах одного блока (Центральный блок), но в результате уточнения геологической модели было выявлено нарушение F1 разделяющее Центральный блок на два блока I и II, что соответственно привело к разделению залежи.

В пределах III, IV и V блока (ранее Западный блок) и в северной части I блока (ранее Северный блок) коллекторы литолого-фациально замещены.

Блок I. В пределах этого блока пробурено основное количество скважин. По данным ГИС коллектора в 20 скважинах (№№СН-2, СН-3, СН-7, СН-12, СН-110, СН-115, СН-116, СН-117, СН-118, СН-119, СН-122, СН-123, СН-128, СН-131, СН-139, СН-214, 219, СН-226, СН-228, СН-230) нефтенасыщенные и в 4-х скважинах (№№СН-13, СН-14, СН-109, СН-226) литолого-фациально замещены.

Опробование пласта было проведено в 8-ми скважинах (№№СН-2, СН-3, СН-7, СН-110, СН-115, СН-118, СН-131, СН-139) в 15 объектах, из них в 10-ти объектах интервал был опробован самостоятельно и пять совместно с нижележащим горизонтом Ю-IV-d.

При самостоятельном опробовании фонтанный приток нефти был получен при испытании интервала 2023-2031 (-1899,1-1907,1) м в скважине № СН-2. В скважине №СН-7 при опробовании с интервала 1882,5-1885 (-1755,7-1758,2) м получен приток нефти дебитом 3,3 м³/сут. В скважинах №№СН-7, СН-110, СН-118, СН-131 и СН-139 был получен приток нефти с водой. Горизонты Ю-IV-k+Ю-IV-d опробованы совместно в 5-ти объектах в скважинах №СН-2, СН-3, СН-115. Дебиты нефти варьируют в пределах от 1,75 м³/сут в скважине №СН-115 до 265,03 м³/сут в скважине №СН-2.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -1697,5 м (скв. СН-118), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1938,9 м (скв. СН-117), высота залежи 241,4 м.

Площадь залежи блока составляет 3293 тыс. м².

Блок II. Залежь приуроченная к горизонту Ю-IV-k, в пределах этого блока выделяется по данным ГИС, нефтенасыщенные коллектора выделены в двух скважинах № СН-11 и №СН-167. В южной части блока в скважинах №№ СН-4, СН-6, СН-8, СН-9, СН-10, СН-133, СН-134, СН-157 и СН-245 коллекторы замещены глинистыми разностями.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологический экранированная.

В процессе промышленной эксплуатации в скважине 167 совместно с нижним горизонтом Ю-IV-d прострелены интервалы 2070-2072м, 2076-2077 м, 2078-2080, 2083-2085 м, 2173,5-2175,5 м откуда была получена жидкость дебитом 7,5 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -1872,5 м (скв. СН-11), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1956,4 м (скв. СН-167), высота залежи 83,9 м.

Площадь залежи блока составляет 1158 тыс. м².

Горизонт Ю-IV-d приурочен к дощанской свите нижней-средней юры и отделяется от вышележащего продуктивного горизонта Ю-IV-k глинистым разделом.

В целом горизонт Ю-IV-d характеризуется большой невыдержанностью и высокой расчлененностью пластов-коллекторов по площади. Максимальное количество выделенных пластов коллекторов достигает 24 в скважине № СН-109. Величина коэффициента расчлененности по блокам изменяется от 1 до 24 д.ед.

Горизонт Ю-IV-d вскрыт всеми скважинами, кроме скважины СН-13 где пласт выклинивается. Залежь нефти, приуроченная к данному пласту, содержит большую часть запасов, подсчитанных по категории С1, и является основным объектом разработки на месторождении.

Продуктивность горизонт Ю-IV-d подтверждается опробованием 28-ми скважин. Максимальный дебит нефти 212,5-362,4 м³/сут был получен в скважине №СН-4 в интервале 2218,5-2225,7 (-2095,5-2102,7) м на режимах штуцеров 10-14 мм.

Как было отмечено выше, в результате бурения дополнительных скважин, и переинтерпретации сеймики 3Д (2003г), были выявлены тектонические нарушения (F1, F2, F3, F6, F7, F8, F9 и f1), в какой-то мере изменившие модель месторождения. Здесь были выделены блоки и подблоки, что привело к расчленению единой залежи на пять частей, распространившихся в пределах блоков I, Ia, II, IIa, IIб, III, IV и V. Самая большая по площади и объему это залежь I блока (ранее в работе [1] это большая часть Центрального блоков). Продуктивными являются блоки I, II, IIa, IIб, III. В скважинах №№СН-6, СН-118, СН-131 коллектора фациально замещены, в скважинах №СН-8, 14 – водонасыщены.

Ниже представлено описание залежей согласно новой модели месторождения.

Блок I. По типу пластового резервуара залежь пластовая сводовая, е экранировано разрывными нарушениями F1, F10 и f1.

Залежь нефти, установленная в пределах данного блока, является основной по запасам нефти, и самой большой по площади и объему на месторождении.

В пределах блока пробурено 22 скважины, из которых в разрезе 18 скважин по результатам интерпретации материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты, в одной скважине №СН-108 выделены нефтеводонасыщенные толщины и в двух скважинах №№ СН-118 и СН-131 коллектор замещен глинистыми разностями.

Опробование проведено в 19 скважинах где получены притоки нефти. Максимальный дебит, полученный при опробовании, составил 187,28 м³/сут, в скважине №СН-109.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -1776,4 м (скв.СН-110), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -2059,0 м (скв. СН-108), высота залежи 282,6 м.

Площадь залежи блока составляет 3915 тыс. м².

Блок II. Залежь выявлена в результате бурения скважины № СН-11, где по данным ГИС, нефтенасыщенные коллектора, толщиной 4,9 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь опробована в скважине № СН-11, в интервале 2098-2105 (-1973,9-1980,9) м, где получен слабый приток нефти.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -1962,3 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1981,2 м, высота залежи 18,9 м.

Площадь залежи блока составляет 841 тыс. м².

Блок Па. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

В пределах блока пробурено три скважины №СН-9, СН-157, СН-167, в разрезе которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты.

Залежь опробована во всех пробуренных скважинах. В результате опробования скважин №№ СН-9, СН-157 и СН-167 были получены притоки нефти с водой. Максимальный приток нефти до 8,3 м³/сут был получен в скважине №СН-167. В скважине №СН-157 при опробовании был получен приток технической воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -2018 м (скв.СН-157), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -2062,6 м (скв. СН-167), высота залежи 44,6 м.

Площадь залежи блока составляет 884 тыс. м².

Блок Пб. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

В пределах блока пробурено пять скважин, в разрезе которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в четырех скважинах (№№СН-4, СН-133, СН-134, СН-245) а в скважине СН-8 выделены водонасыщенные толщины.

Залежь опробована во всех пробуренных скважинах. В результате опробования скважин №№ СН-4, СН-133, СН-134 и СН-245 были получены притоки нефти с водой. Максимальный приток нефти до 362,4 м³/сут был получен в скважине №СН-4. В скважине №СН-8 при опробовании кровельной части притока не получен.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -2036,9 м (скв. СН-133), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -2133,4 м (скв. СН-134), высота залежи 96,5 м.

Площадь залежи блока составляет 1217 тыс. м².

Блок III. В пределах блока пробурено три скважины, в разрезе которых по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты в двух скважинах (№№СН-1, СН-10) а в скважине СН-толщины литолого фациально замещены.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь опробована в скважинах № СН-10, где получен фонтанный притоки нефти.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус -2027,9 м (скв. СН-1), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -2099,9 м (сккв. СН-10), высота залежи 72 м.

Площадь залежи блока составляет 580 тыс. м².

Горизонт РЗ приурочен к вторичным коллекторам коры выветривания пород фундамента.

Локальное поднятие Северный Нуралы принято перспективным для получения промышленных притоков нефти из залежи массивного типа в коллекторах трещинно-кавернозного типа. Образование этих нефтенасыщенных коллекторов обусловлено ограничением структуры высокоамплитудными уступами по поверхности фундамента, обусловившими глубокое выветривание с формированием вторичных коллекторов в нижнеюрскую эпоху.

Продуктивным является блок III где по данным ГИС в скважине СН-1 выделены нефтеводонасыщенные коллектора, а в блоках I, II, Па и Пб в шести скважинах №№СН-11, СН-12, СН-13, СН-133, СН-134, СН-167 выделены водонасыщенные толщины, и в остальных скважинах литолого фациально замещены.

Залежь III блока ограничена на западе и востоке тектоническими нарушениями F2, F3 на юге литологофациальным замещением.

В скважине СН-1 В результате свабирования с интервала 2197-2202 получено 10,9м³ - нефти и 5,7 м³-пластовой воды. При опробовании нижнего интервала 2210-2234 м получен промышленный приток нефти (12,37 м³/сут).

В скважине СН-1 после проведения интенсификаций притоков нефти гидроразрывом пласта получен интенсивный приток пластовой воды, в связи с чем приток нефти практически прекратился. Так же в ноябре 2013 г. был проведен ГИС-контроль (в интервале 2210-2217 м; 2229-2234 м), для определения работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида и т.д. Согласно результатам, РЛТ от 12.11.2013 в данных интервалах получена пластовая вода.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус - 2057,1 максимальная отметка на контуре нефтеносности минус - 2097,6 м (скв. СН-1), высота залежи 40,5 м.

Площадь залежи блока составляет 180 тыс. м².

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

1.3.1. Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

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

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

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

В связи с отсутствием негативного воздействия на водные ресурсы проведение мониторинга водных ресурсов не требуется.

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

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

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

Поисковое бурение на площади Северный Нуралы начато в 1987 году, в соответствии с проведенной сейсморазведкой МОГТ в 1985-1989 гг., выполненной Турланской геофизической экспедицией.

Дополнительные поисково-детальные работы МОГТ проведенные в 1990-1993 гг. способствовали уточнению контуров этой структуры. В 1995 году структура была подготовлена под глубокое поисковое бурение по отражающему горизонту Ю-IV, приуроченному к среднеюрским отложениям.

Месторождение Северный Нуралы открыто в 2002 году получением притока нефти из отложений фундамента дебитом 12 м³/сут при 10 мм штуцере со скважины №1.

После получения притока нефти из скважины №1, на месторождении в 2003 году продолжили уточнение геологического строения и была детализирована по данным сейсморазведки 3Д в объеме 140 км², проведенной китайской компанией «BGR».

Дополнительные сейсмические исследования 3Д в объеме 85 км² были проведены в 2004 году на наиболее перспективных участках структуры.

«Оперативная оценка запасов нефти и газа по отложениям дощанской свиты средней юры месторождения Северный Нуралы» выполнена по состоянию изученности на 01.01.2004 г., и утверждена в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ №339-04-П от 21.10.2004 г.). [1]

В 2005 году институтом ОАО «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Северный Нуралы» и утвержден на ЦКР РК в декабре 2006 г. (Протокол ЦКР №41 от 22.12.2006 г.), сроком на 2 года. [2]

Пробная эксплуатация месторождения Северный Нуралы фактически была начата в апреле 2008 года, т.е. с отставанием на 15 месяцев. В соответствии с решением ЦКР РК (Протокол №53 от 30.10.2008 г.), пробная эксплуатация месторождения была продлена до 12.06.2009 г., т.е. до конца срока действия разведки АО «ПКР». Таким образом, пробная эксплуатация продолжалась в течение 13 месяцев и с 12.06.2009 года все скважины на месторождении были закрыты.

В 2008 году при реализации пробной эксплуатации была выполнена переинтерпретация сейсмических материалов 3Д, с учетом пробуренных новых скважин.

В 2009 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнен отчет на тему «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы» по состоянию изученности на 01.11.2008 г. и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №831-09-У от 03.06.2009 г.) [3].

В 2010 году институтом АО «НИПИнефтегаз» выполнено «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Северный Нуралы», где обосновано продление периода пробной эксплуатации с 01.12.2010 года по 11.06.2011 года, и рассчитаны прогнозные показатели на период продления. Данный проект рассмотрен и утвержден на ЦКР РК в марте 2011 г. (Протокол ЦКРР №114 от 29.03.2011 г.). [4]

В 2011 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» выполнена «Технологическая схема разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 01.07.2011 г.» (далее ТСР) [5] и утверждена Заседанием Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК (Протокол №344 от 13 февраля 2012 г.) [5].

В ТСР [5] утвержден 3 вариант разработки с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды (внутриконтурное заводнение).

После утверждения «Технологической схемы разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 01.07.2011 г.» [5] между недропользователем АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и Министерством нефти и газа РК (Компетентный орган) был подписан «Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Северный Нуралы в пределах блоков XXVIII-38-F (частично), 39-D (частично) в Карагандинской области Республики Казахстан». Акт Государственной регистрации №3889-УВС от 01.03.2013 г.

В связи с чем, месторождение Северный Нуралы было введено в промышленную эксплуатацию 15 марта 2013 года.

После составления и утверждения ТСР на месторождении Северный Нуралы в 2013 году были пробурены 8 новых скважин (№№117, 118, 123, 128, 131, 139, 157 и 167) согласно ТСР [3].

По состоянию на 01.01.2014 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был составлен: Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки» (далее АН за ТСР), рассмотренный на заседании ЦКРР РК и утвержденный Комитетом геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан (Письмо исх. №27-5-1279-И от 11.11.2014 г.)

В 2014 году после составления АН за ТСР (2014 г.) [5] на месторождении Северный Нуралы было пробурено 5 новых скважин (№№214, 219, 226, 228 и 230) согласно проектному документу (ТСР).

По результатам пробуренных новых скважин уточнено геологическое строение месторождения.

По состоянию на 01.07.2015 г. ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был составлен: Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки», рассмотренный на заседании ЦКРР РК (Протокол №66/26 от 21.12.2015 г.) и утвержденный Комитетом геологии и недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (Письмо исх. №27-5-100-И от

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

19.01.2016 г.).

По состоянию на 01.08.2016 г, был составлен очередной «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки месторождения Северный Нуралы».

В 2017 г. составлен «Анализ разработки месторождения Северный Нуралы», который рассмотрен на заседании ЦКРР РК и утвержден Комитетом геологии и недропользования Министерства по Инвестициям и Развитию Республики Казахстан (№27-5-2395-и от 14.12.2017 г.). [6]

В 2018 г. Компанией ТОО «Смарт Инжиниринг» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 02.01.2018 г». Отчет рассмотрен в ГКЗ РК, в ходе рабочего заседания ГКЗ РК были выявлены недостатки по недоизученности месторождения и отчет отправлен на доработку для внесения дополнительно обосновывающих данных (Письмо ГКЗ РК №27-6-2024-И от 26.04.2019 г.). [7] В ходе проведения рабочего заседания ГКЗ РК выявлены следующие замечания:

- структурно-тектоническая модель месторождения, представленная в отчете, недостаточно обоснована;

- тектонические нарушения не подтверждены данными сейсморазведки и выделяются условно;
- не определена вязкость нефти пласта «А» карагансайской свиты среднеюрских отложений;
- недостаточная освещенность глубинными и поверхностными пробам;
- учитывая достаточную освещенность керновым материалом, отмечается его слабая изученность, петрофизические зависимости по пористости взяты по аналогии с месторождением Нуралы, керн недостаточно изучен специальными исследованиями, в частности анализами по определению коэффициентов вытеснения нефти водой;

- недостаточно обоснованы геолого-геофизические модели установленных залежей;
- не выполнены рекомендации ГКЗ РК, отмеченные в п.3.4 Протокола ГКЗ РК от 03.06.2009 г 831-09-, а именно:

- не выполнено бурение скважины на фундамент (Pz),;
- не отобран и не проанализирован керна из кровли фундамента с целью определения вещественного состава отложений и их фильтрационно-ёмкостных свойств;
- не изучены свойства пластовой воды фундамента.

В 2020г. компанией АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы по состоянию на 01.09.2020 г.» и рассмотрен в МД Южказнедра (Протокол №849 от 29.10.2020 г. [8]

В 2021г. Компанией ТОО «Смарт Инжиниринг» составлен отчет «Анализ разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 01.07.2021 г». Отчет рассмотрен на заседании ЦКРР РК и утвержден (Протокол №) [9]

В 2022г. Компанией ТОО «Смарт Инжиниринг» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 02.01.2021 г». Отчет рассмотрен в ГКЗ РК и был утвержден (Протокол №2429-22-У от 19 мая 2022 г.). [10] На заседании устранены замечания ГКЗ РК предыдущего отчета «Пересчета запасов...» [9] на месторождении выполнен следующий объем работ:

- В 2020 г компанией АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы по состоянию на 01.09.2020 г.» и рассмотрен в МД Южказнедра (Протокол №849 от 29.10.2020 г);

- дополнительно пробурена одна скважина №245;
- дополнительно опробовано 2 объекта в 2-х скважинах №108 и 245;
- дополнительно отобраны и изучены 7 поверхностные пробы нефти в 7-ми скважинах №9, 108, 110, 115, 122, 214 и 131;

- дополнительно проведен анализ нефти в пластовых условиях по одной пробе в скважине №219;

- дополнительно изучен компонентный состав газа по одной пробе из скважины №219;
- дополнительно изучен физико-химический состав пластовых вод по 3-м пробам в скважинах №СН-4, 230, 245;

- проведен стандартный анализ керна.

После последнего утвержденного отчета –ПЗ-2009г. по состоянию изученности на 02.01.2021 г. на месторождении проведен следующий комплекс работ:

- пробурено 21 эксплуатационных скважин. Общий фонд пробуренных скважин составил 36 ед.;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- проведена обработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д, выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы, по результатам уточнены структурные карты по отражающим горизонтам;
- проведена увязка данных бурения скважин с данными сейсморазведки 3Д, в результате уточнилось геологическое строение месторождения и положения тектонических нарушений;
- керн дополнительно отобран из скважин (№№ ...). Суммарная проходка по этим скважинам составила 23.9 м, вынос керна 18.4 м или 77%. В результате проведенных работ уточнены нижние пределы емкостно-фильтрационных параметров коллекторов (пористости, глинистости и насыщенности) продуктивных горизонтов;
- опробовано 50 объектов в 25 скважинах, всего на месторождении опробовано 76 объектов в 34 скважинах;
- свойства нефти изучены в поверхностных условиях дополнительно изучены по 24 пробам, всего изучено 27 проб из 20 скв;
- свойства нефти в пластовых условиях дополнительно изучены по 7 пробам, всего изучено 20 проб из 13 скв.;
- физико-химическое исследование проб пластовых вод проведено по 19 пробам воды, всего изучено по 36 проб из 11-ти скв;

На основании вышеназванного утвержденного отчета по пересчету запасов нефти и растворенного газа [10], разработан настоящий проектный документ месторождения Северный Нуралы, в рамках которого предусматривается выделение двух основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный пласт «А» J2kr;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивный пласт «Б» J1-2ds.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Северный Нуралы, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы настоящего проектного документа выражают благодарность специалистам АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» за оперативное предоставление исходной геолого-геофизической и промысловой информации, а также за оказание консультативной помощи.

Населённые пункты расположены вдоль железной дороги Атырау-Астрахань, проходящей в близости от месторождения. Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Исатай и Аккистау, расположенные в 65 км к юго-западу и 95 км – к северу-востоку. Областной центр г. Атырау расположен к востоку на расстоянии 180км. (рис. 1.1).

В районе месторождения расположены нефтегазовые месторождения – Забурунье, Сазанкурак, Жанаталап, пребывающие, длительное время в разработке.

Связь с близ расположенными разрабатываемыми месторождениями осуществляется по грунтовым дорогам, с железнодорожными станциями по грунтовым дорогам и железной дороге, а с областным центром по железной дороге – Атырау- Астрахань и автотрассе Атырау- Астрахань.

В орографическом отношении район работ представляют собой холмистую пустынную местность, покрытую местами незакреплёнными барханными песками "пухляками", высотой до 3м. Абсолютные отметки на площади изменяются в пределах 15-25м.

Гидрографическая сеть на описываемой территории не развита. Реки и другие естественные водоёмы на площади отсутствуют. Грунтовые воды находятся на уровне 1,5-2 м в четвертичных отложениях. Водоносные горизонты малобитные, часто сильно минерализованы, совершенно не пригодны для питья. Основным источником питьевой воды является водопровод Волга – Мангышлак. Питьевая вода на месторождение завозится автотранспортом.

Климат района резко континентальный со значительными колебаниями суточных и сезонных температур. Летом жарко и сухо. Зимы умеренно холодные, малоснежные. Среднегодовое количество осадков, выпадающих преимущественно осенью и весной, составляют 170-200 мм. Постоянно дуют ветры, в основном северо-восточного и восточного направления.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями. Животный мир сравнительно небогат и представлен в основном грызунами и пресмыкающимися. В непосредственной близости от месторождения проходит нефтепровод Тенгиз - Новороссийск.

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

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.01.2023 г. и охватывает продуктивные горизонты юрских отложений карагансайской и дошанской свиты, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин.

Основанием для разработки настоящего проектного документа является разработанный ТОО «Смарт Инжиниринг» отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы Карагандинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.01.2023 г.)» [10], который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (Протокол №2429-22-У от 19 мая 2022 г.).

После согласования проектного документа в ЦКРР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [11].

На месторождении Северный Нуралы с 2002 по 2022 гг. включительно, ГДИС методом МУО было проведено 28 раз по 15-ти скважинам (№№2, 4, 7, 9, 12, 109, 110, 115, 116, 118, 122, 123, 133, 139, 219). ГДИС методом КВД и КПД, 43 раза в 21 скважинах (№№2, 3, 4, 7, 9, 10, 12, 109, 115, 116, 117, 118, 119, 122, 123, 128, 133, 139, 219, 226 и 228).

За анализируемый период 2019 - 01.01.2023гг. было проведено 9 исследований ГДИС методом КПД по 4-м скважинам (№№4, 122, 128, 226) и методом КВД по 2 скважинам (№№110 и 115), а также в скважине № 245 было проведено исследование методом гидропрослушивания.

В результате проведенных исследований были определены фильтрационно-емкостные свойства пласта (ФЕС) и коэффициенты продуктивности скважин.

Исследования методом установившихся отборов (МУО)

Как и было описано выше, на месторождении всего было проведено 28 исследований по 15-ти скважинам. Далее рассмотрим по подробней каждое исследование.

В скважине №2 с 2002 по 2017 гг., было проведено 8 исследований МУО при различных интервалах перфорации характеризующие пласты «А» и «Б».

30.03-03.04.2002 г. (пласт «Б» интервал перф: 2093.0-2098.0. 2101.5-2104.5. 2107.0-2116.5 м). Исследование проведено не плавным изменением диаметров штуцера (13, 10, 12, 14, 8 мм). Коэффициент продуктивности в среднем составил 10.98 (м³/сут)/МПа. В связи с кратковременным исследованием, исследование характеризует не установившимися режимами.

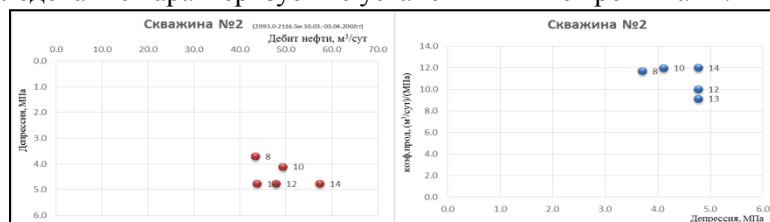


Рисунок 1.5.1 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (30.03-03.04.2002 г.

10-13.04.2002 г. (пласт «Б» интервал перф: 2072.5-2078.0; 2080.0-2088.0 м). Исследование проведено обратным ходом при 12, 10, 8 мм диаметрах штуцера. Коэффициент продуктивности в среднем составил 11.68 (м³/сут)/МПа.

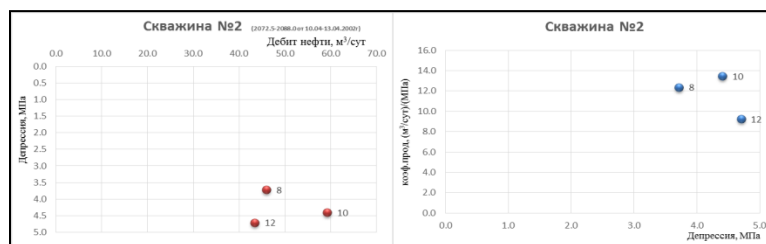


Рисунок 1.5.2 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (10-13.04.2002 г.).

25.04-02.05.2002 г. (пласт «А» интервал перф: 2048.0-2050.0. 2052.5-2057.5 м). Исследование проведено при 10, 13, 19, 6, 5, 8 мм диаметрах штуцера. Коэффициент продуктивности в среднем составил 8.42 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

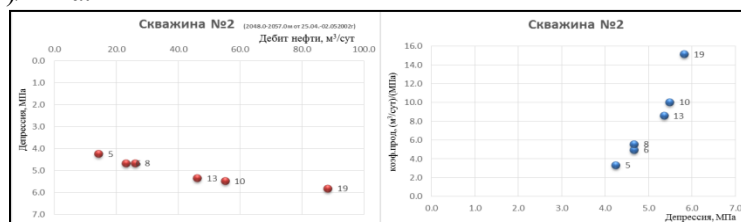


Рисунок 1.5.3 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (25.04-02.05.2002 г.).

03-21.06.2002 г. (пласт «А+Б» интервал перф: 2023.0-2116.5 м). Исследование проведено при различных изменениях диаметров штуцера (8, 25, 36, 12, 19, 22, 8, 6 мм). По результатам исследования представлена индикаторная диаграмма. Коэффициент продуктивности составил 7.56 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

26.10-17.11.2002 г. (пласт «А+Б» интервал перф: 2023.0-2116.5 м) было проведено исследование различными изменениями диаметров штуцера (8, 6, 5, 3, 10 мм). По результатам исследования представлена индикаторная диаграмма. Коэффициент продуктивности в среднем составил 4.49 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. Индикаторная диаграмма характеризуется не установившимся режимом.

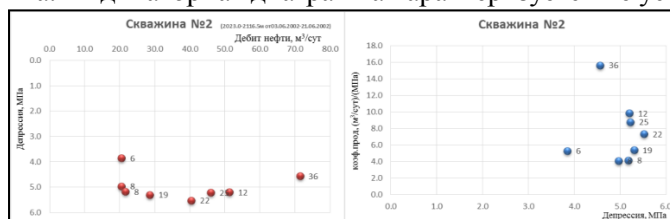


Рисунок 1.5.4 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (03-21.06.2002 г.).

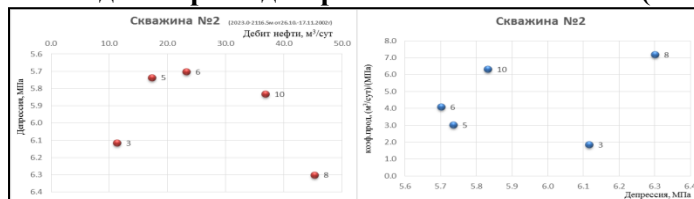


Рисунок 1.5.5 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (26.10-17.11.2002 г.).

18-25.11.2003 г. (пласт «А+Б» интервал перф: 2023.0-2116.5 м) было проведено исследование различными изменениями диаметров штуцера (10, 12, 13, 14, 13 мм). По результатам исследования представлена индикаторная диаграмм. Коэффициент продуктивности в среднем составил 80.71 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. Индикаторная диаграмма характеризуется не установившимся режимом.

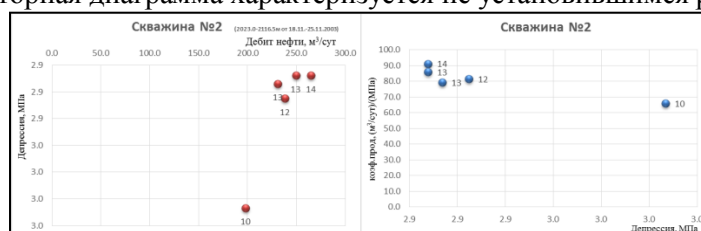


Рисунок 1.5.6 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (18-25.11.2003 г.).

26.04-21.05.2008 г. (пласт «А+Б» интервал перф: 2023.0-2156.1 м) было проведено исследование различными изменениями диаметров штуцера (6, 8, 10, 12 мм). По результатам исследования представлена индикаторная диаграмма. Коэффициент продуктивности в среднем составил 44.54 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. Индикаторная диаграмма характеризуется линейным течением жидкости.

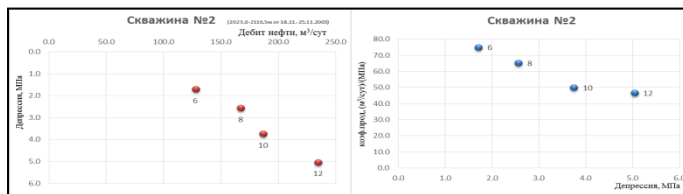


Рисунок 1.5.7 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (26.04-21.05.2008 г.).

04-08.08.2014 г. (пласт «А+Б» интервал перф: 2023.0-2116.5 м) исследование было проведено при разных режимах (12, 10 и 8 мм обратным ходом). В ходе изменения диаметров штуцера, индикаторная линия показала линейную фильтрацию жидкости. Коэффициент продуктивности в среднем составил 1.28 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

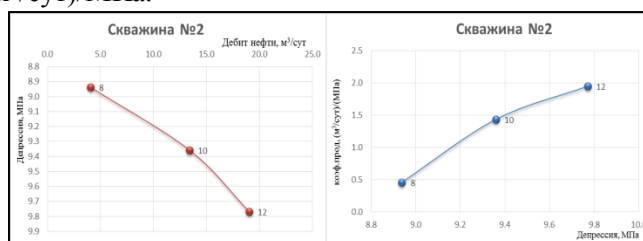


Рисунок 1.5.8 – Индикаторная диаграмма по скважине №2 (04-08.08.2014 г.)

По скважине №4 с 2003 по 2008 гг. было проведено 5 исследований МУО.

08-13.09.2003 г. (пласт «Б» интервал перф: 2218.5-2225.7 м) исследование проведено прямым ходом изменения диаметров штуцера (10, 11, 13, 14 мм).

Входе исследования коэффициент продуктивности в среднем составил 85.68 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма.

01-10.10.2003 г. (пласт «Б» интервал перф: 2218.5-2225.7 м) проведено трех режимное исследование (10, 12, 14 мм).

Коэффициент продуктивности в среднем составил 84.23 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма.

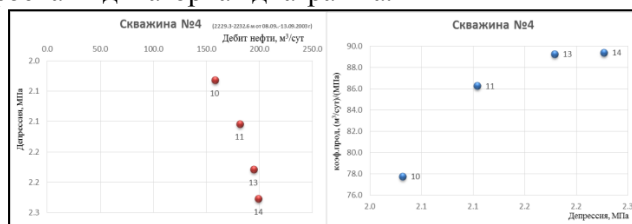


Рисунок 1.5.9 – Индикаторная диаграмма по скважине №4 (08-13.09.2003 г.).

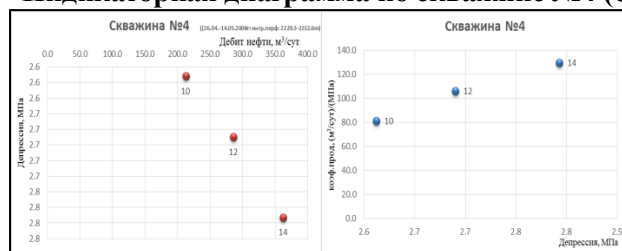


Рисунок 1.5.10 – Индикаторная диаграмма по скважине №4 (01-10.10.2003 г.).

В 2008 году в скважине №4 исследование проводилось трижды, первое не полноценное исследование (26.04-14.05.2008 г.), второе с 2 по 19.05.2008 г., третье с 19 по 23.06.2008 г. на трех режимах (8, 10 и 12 мм) по горизонту J_{1-2ds}.

26.04-14.05.2008 г. (пласт «Б» интервал перф: 2218.5-2225.7; 2229.3-2232.6 м) исследование ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

проведено при двух режимах (6, 8 мм), поэтому в построении индикаторной диаграммы не нуждается. Коэффициент продуктивности в среднем составил 13.64 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

По второму исследованию (02-19.05.2008 г.) при увеличении диаметра штуцера с 8 до 10 мм, отмечается не большое увеличение газового фактора на 8.4% (с 189.1 до 205 $\text{м}^3/\text{м}^3$). Предположительно в этот момент происходит стабильная трех фазовая система притока со стабильным коэффициентом продуктивности. При увеличении диаметра штуцера до 12 мм, газовый фактор увеличивается до 80% (370.4 $\text{м}^3/\text{м}^3$) по сравнению с газовым фактором (205 $\text{м}^3/\text{м}^3$) при 10 мм штуцере, что говорит о неэффективности снижения забойного давления ниже давления насыщения более чем на 35% по данной скважине. Коэффициент продуктивности составил 9.85 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

Третье (19-23.06.2008 г.) исследование также проведено на трех режимах (8, 10, 12 мм). Продуктивность скважины на уровне 9.49 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа, что также соответствует предыдущему исследованию.

По результатам двух исследований построены индикаторные диаграммы характеризующие однофазную фильтрацию жидкости в однородном пласте при ламинарном течении, переход которого сопровождается слабым турбулентным режимом.

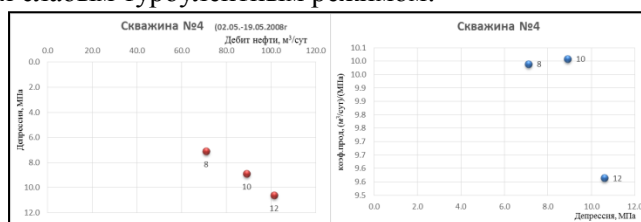


Рисунок 1.5.11 – Индикаторная диаграмма по скважине №4 (02-19.05.2008 г.).

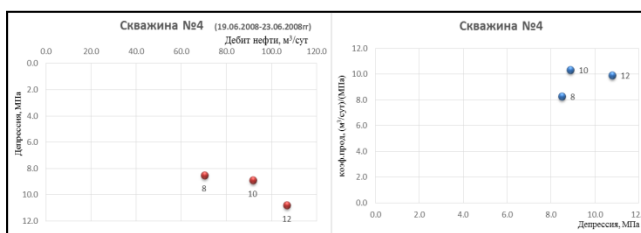


Рисунок 1.5.12 – Индикаторная диаграмма по скважине №4 (19-23.06.2008 г.).

В скважине №7 исследование МУО проведено в интервале перфорации 1932.4-1949.0 м, где получен коэффициент продуктивности 6.25 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа (при диаметрах штуцера 10 и 12 мм).

В скважине №9 исследование было проведено с 14 по 19.08.2008 года, в интервалах перфорации 2160.0-2165.0; 2167.0-2169.0; 2170.0-2176.9 м по продуктивному горизонту J_{1-2ds} . Замеренное пластовое давление составило 16.3 МПа. Исследование проводилось в 3-ех режимах с прямым ходом (4, 6 и 8 мм диаметре штуцера), при котором забойное давление изменялось от 8.7 до 12.3 МПа. Дебит нефти изменялся от 42 до 43.8 $\text{м}^3/\text{сут}$. По полученным результатам была построена индикаторная диаграмма. Коэффициент продуктивности составил 7.73 ($\text{м}^3/\text{сут}$)/МПа.

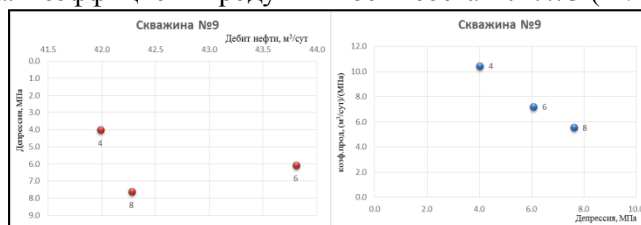


Рисунок 1.5.13 – Индикаторная диаграмма по скважине №9

Необходимо отметить, что в данной скважине замеренные газовые факторы на разных режимах колеблется от 522 до 851 $\text{м}^3/\text{м}^3$, тогда как, по глубинным пробам, отобранным из соседней скважины №4, газовый фактор варьирует от 140 до 176 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Тем самым наблюдается высокий газовый фактор по сравнению с другими исследованными скважинами, несмотря на то, что забойное давление в этой скважине, почти на уровне замеренной в скважине №4. В скважине №9 необходимо повторить исследование МУО, при этом забойные давления на разных режимах рекомендуем держать на порядок выше, чем в предыдущем режиме.

По результатам имеющегося исследования, а именно по графику зависимости дебита нефти от депрессии отмечается оптимальный режим, установленный на 6 мм диаметре штуцера, также при

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

этом режиме отмечается наименьший показатель газового фактора $522.0 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

В скважине №12 исследование МУО проведено 2 раза.

Первое исследование было проведено с 10.05 по 16.06.2008 года в интервале перфорации 1992.0-2026.0 м по продуктивному горизонту J_{1-2ds} . Исследование проводилось в 3-х режимах с прямым ходом (6, 8 и 10 мм диаметре штуцера), при котором забойное давление изменялось от 12.9 до 15.5 МПа.

Замеренное пластовое давление составило 19.7 МПа. Тем не менее результат КВД от 31.06.2008 года показал более восстановленное пластовое давление на уровне 20.1 МПа, который и был использован при определении продуктивности скважины. Дебит нефти варьировало от 94.3 до $153.7 \text{ м}^3/\text{сут}$. По полученным результатам построены индикаторные диаграммы. В основном фильтрация жидкости проходит при ламинарном режиме в однородном пласте. Коэффициент продуктивности составил $20.70 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$.

По графикам зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности от депрессии отмечаются оптимальный режим, установленный на 6 мм диаметре штуцера с депрессией 4.1 МПа.

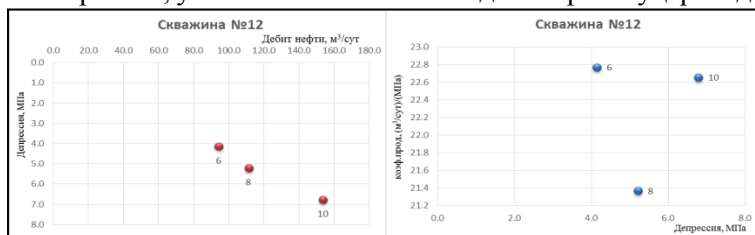


Рисунок 1.5.14 – Индикаторная диаграмма по скважине №12 (2008 г.).

Второе исследование МУО было проведено обратным ходом при диаметрах штуцера 10, 8 и 6 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма, указывающая на неуставившийся режим работы пласта, тем не менее, данное характерное отклонение от линейной формы течения часто наблюдается при обратном ходе исследования, при котором было потрачено недостаточное время для установившегося отбора при каждом режиме. В связи с этим, возможно линейный режим будет наблюдаться при прямом ходе исследования с более длительным временем на каждом режиме. В связи с этим, возможно линейный режим будет наблюдаться при прямом ходе исследования с более длительным временем на каждом режиме. Наивысшая продуктивность была получена при 10 мм диаметре штуцера, которая составила $23.92 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$, в среднем $12.08 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$.

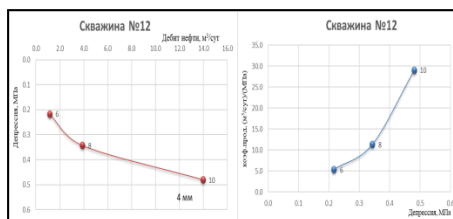


Рисунок 1.5.15 – Индикаторная диаграмма по скважине №12.

В скважине №109 исследование было проведено с 12.05 по 01.06.2009 года, в интервалах перфораций 1994.0-1998.0; 2002.0-2005.5; 2017.3-2023.7 м по продуктивному горизонту J_{1-2ds} . Исследование проводилось на 3-х режимах с прямым ходом при диаметрах штуцера 10, 12 и 14 мм, при этом забойное давление соответственно снижалось от 12.55 до 8.99 МПа. Дебит нефти изменялся от 98.3 до $187.3 \text{ м}^3/\text{сут}$. По полученным результатам была построена индикаторная диаграмма. Коэффициент продуктивности составил $15.22 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$.

По графику зависимости продуктивности от депрессии отмечается оптимальный режим, установленный на 12 мм диаметре штуцера с депрессией 8.5 МПа, при дальнейшем увеличении которого продуктивность падает.

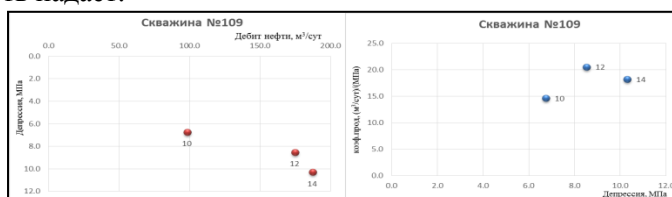


Рисунок 1.5.16 – Индикаторная диаграмма по скважине №109.

В скважине №110 исследование МУО было проведено при разнообразном ходе диаметрах штуцера 8, 10 и 6 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.17), указывающая на установившийся линейный режим течения. Продуктивность скважины равна 2.46 (м³/сут)/МПа.

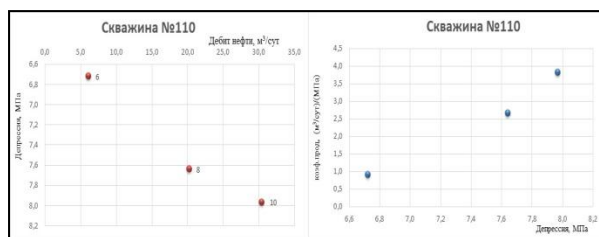


Рисунок 1.5.17 – Индикаторная диаграмма по скважине №110.

В скважине №115 исследование МУО было проведено при диаметрах штуцера 10, 12, 14 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма (рис. 3.1.18), указывающая на не установившийся режим течения флюида в коллекторе. Продуктивность скважины на уровне 1.67 (м³/сут)/МПа.

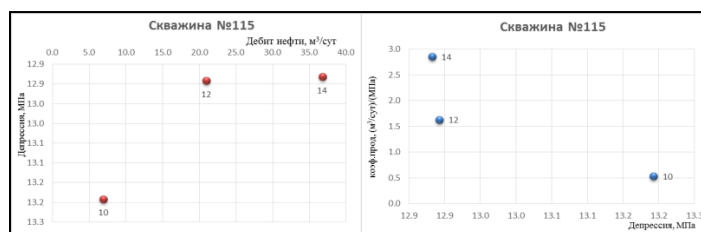


Рисунок 1.5.18 – Индикаторная диаграмма по скважине №115.

В скважине №116 исследование МУО два раза.

Первое исследование проведено с 26 по 31.05.2009 г. всего на двух режимах диаметра штуцера (8 и 10 мм), что является не полным. Несмотря на не полное исследование, был определен приближенный коэффициент продуктивности, который равен 5.39 (м³/сут)/МПа. Коэффициент продуктивности по газу составил 1040.2 (м³/сут)/МПа.

Второе исследование МУО было проведено с 26.04-07.05.2013 г. прямым (6, 8 и 10 мм) и обратным ходом (10, 8 и 6 мм). По результатам исследования прямым ходом была построена индикаторная диаграмма. Наибольшая продуктивность была получена при 8 мм диаметре штуцера, которая составила 40.6 (м³/сут)/МПа.

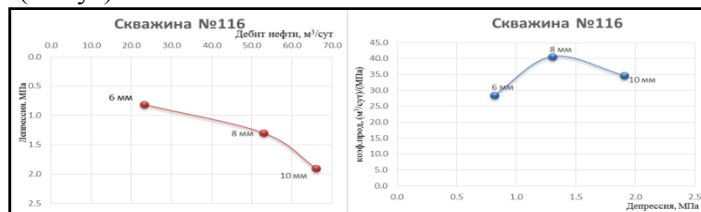


Рисунок 1.5.19 – Индикаторная диаграмма по скважине №116 (6, 8 и 10 мм)

При обратном ходе изменения диаметров штуцера 10, 8 и 6 мм, как и ожидалось, дебит нефти линейно снизился, что и подтверждается по индикаторной диаграмме зависимости коэффициента продуктивности от депрессии, где также отмечается зависимость снижения продуктивности от уменьшения диаметра штуцера.

В целом ходе исследования были получены следующие усредненные показатели ФЕС пласта. Коэффициент продуктивности в среднем составил 29.65 (м³/сут)/МПа. Оба графика характеризуют линейный режим течения жидкости.

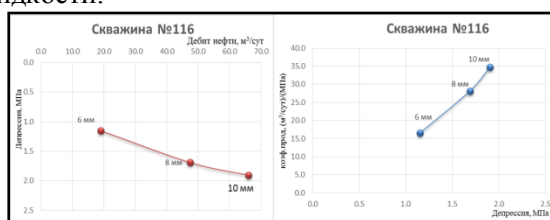


Рисунок 1.5.20 – Индикаторная диаграмма по скважине №116 (10, 8 и 6 мм)

В скважине №118 исследование МУО было проведено при обратном ходе диаметрах штуцера 7, 6 и 4 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма, указывающая на неуставившийся режим работы пласта. Наивысшая продуктивность была получена при 7 мм диаметре штуцера, которая составила 3.21 (м³/сут)/МПа, в среднем 2.64 (м³/сут)/МПа.

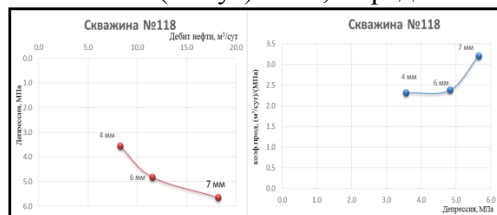


Рисунок 1.5.21 – Индикаторная диаграмма по скважине №118

По скважине №122 исследования МУО проведены с 18.05 по 01.06.2009 г. на двух режимах диаметра штуцера (6 и 8 мм), при этом в 6 мм диаметре штуцера дважды был замерен дебит до и после установки 8 мм штуцера. При этом усредненный коэффициент продуктивности составил 3.35 (м³/сут)/МПа.

Несмотря на двух режимное исследование, была построена индикаторная диаграмма. По индикаторной диаграмме на двух режимах наблюдается линейная фильтрация жидкости в радиальном пласте. Для достоверности рекомендуется провести повторные исследования при минимальном трех режимном методе.

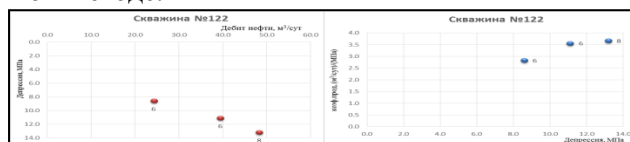


Рисунок 1.5.22 – Индикаторная диаграмма по скважине №122

В скважине №123 исследование МУО было проведено при обратном ходе диаметрах штуцера 8, 6 и 4 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма, указывающая на установившийся линейный режим течения флюида в коллекторе. Продуктивность скважины на уровне 11.48 (м³/сут)/МПа.

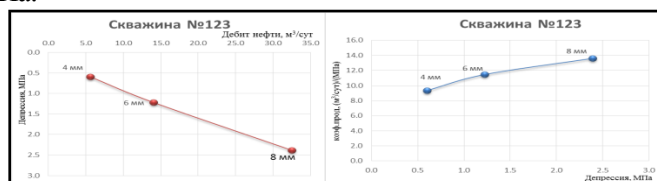


Рисунок 1.5.23 – Индикаторная диаграмма по скважине №123

В скважине №133 исследование было проведено с 04 по 24.12.2008 года в интервале перфорации 2157.9-2180.0 м по продуктивному горизонту J_{1-2ds}. При изменении режима работы скважины (6, 8 и 10 мм), соответственно изменялись депрессии на пласт, и получены соответствующие дебиты, на основе которых построена индикаторная диаграмма. Замеренные забойные давления изменяются от 11.2 до 13.9 МПа, который снижалось ниже давления насыщения (15.48 МПа по скв. №4) с 12 до 40%, но при этом замер дебита газа не проводилась.

Дебит нефти изменялся от 12.5 до 16.0 м³/сут. Коэффициент продуктивности составил 7.37 (м³/сут)/МПа.

По индикаторной диаграмме зависимости дебита нефти от депрессии при отклонении выпуклой индикаторной линии в сторону дебита характеризует двухфазную фильтрацию жидкости.

По графику зависимости продуктивности от депрессии отмечается оптимальный режим, установленный при 6 мм диаметре штуцера, при дальнейшем увеличении диаметра штуцера приводит к снижению продуктивности.

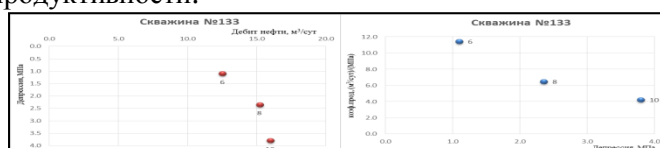


Рисунок 1.5.24 – Индикаторная диаграмма по скважине №133

В скважине №139 исследование МУО было проведено при обратном ходе диаметрах штуцера

7, 6 и 4 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма, указывающая на неустановившийся режим, так как, при уменьшении диаметра штуцера с 6 до 4 мм произошло увеличение дебита нефти. Возможно, это был некорректный замер, и здесь произошло реверсивное увеличение дебита за счет высвобождения газа, достоверность чего выяснить не представляется возможным. Продуктивность скважины на уровне 0.89 (м³/сут)/МПа. По мере необходимости при повторном проведении исследования рекомендуется провести исследования при более длительной выдержке на каждом штуцере и желательно при прямом ходе исследования.

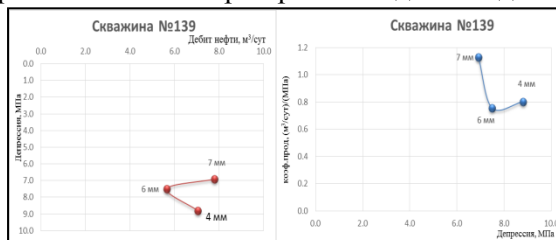


Рисунок 1.5.25 – Индикаторная диаграмма по скважине №139

В скважине №219 исследование МУО было проведено при прямом ходе диаметрах штуцера 5, 7, 9 и 11 мм. По результатам исследования была построена индикаторная диаграмма, указывающая на установившийся режим. Продуктивность скважины на уровне 6.17 (м³/сут)/МПа.

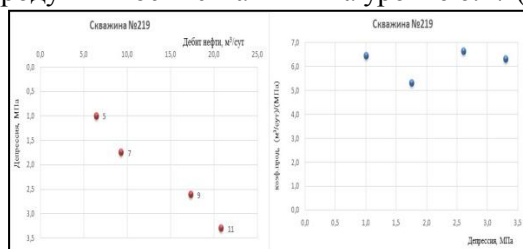


Рисунок 1.5.26 – Индикаторная диаграмма по скважине №219

Таблица 1.5-1 – Результаты ГДИС методом установившихся отборов (МУО)

Количество скважин	Количество исследований	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата проведения исследования, д.м.г.	Диаметр штуцера, мм	Пласовое давление, МПа	Руст, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут		Обводненность, %	Дебит газа, м³/сут	Газовый фактор, м³/м³	Продуктивность, (м³/сут)/МПа	Удельная продуктивность, (м³/сут)/МПа/м	Продуктивности по газу, (м³/сут)/МПа
											жидкость	нефти						
1	1	1	2093.0-2098.0; 2101.5-2104.5; 2107.0-2116.5	Б	30.03.2002-03.04.2002	13 10 12 14 8	21.2	0.9 1.6 0.9 0.9 2	16.4 17 16.4 16.4 17.4	4.8 4.1 4.8 4.8 3.7	46.4 49.3 47.8 57.7 43.4	43.6 49.2 47.8 57.3 43.4	6 0.2 0 0.7 0	- 8840 - 9810 7160	- 17.9.5 - 17.1.2 -	10.98	0.35	2048.6
1	2	2	2072.5-2078.0; 2080.0-2088.0	Б	10.04.2002-13.04.2002	12 10 8	21	1 1.3 2	16.3 16.6 17.3	4.7 4.4 3.7	43.4 59.2 46	43.4 59.2 46	0 0 0	8371.76 8687.3 7564.7	19.2.7.2 14.6.7 16.4.6	11.68	1.17	1929.4
1	3	3	2048.0-2050.0; 2052.5-2057.5	А	25.04.2002-02.05.2002	10 13 19 6	20.9	0.3 0.5 0.9 1.2	15.4 15.6 16 16.3	5.5 5.3 4.9 4.7	55.1 46.5 89.9 23.2	55.1 46.1 88.3 23.2	0 0.9 1.8 0.4	6744.7 3238.5 - 2489.7	12.2.5 70.3 - 10.7.5	8.42	1.2	818.1

Количество скважин	Количество исследований	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата проведения исследования, д.м.г.	Диаметр штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Руст, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут		Обводненность, %	Дебит газа, м³/сут	Газовый фактор, м³/м³	Продуктивность, (м³/сут)/МПа	Удельная продуктивность, (м³/сут)/МПа/м	Продуктивности по газу, (м³/сут)/МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	жидкость	нефти							12	13
		4				5		1.6	16.7	4.2	14.2	14.2	0	1929.5	135.5					
						8		1.2	16.3	4.7	26	26	0	5890	226.5					
			2023.0-2031.0. 2048.0-2050.0. 2052.5-2057.5. 2072.5-2078.0. 2080.0-2088.0. 2093.0-2098.0. 2101.5-2104.5. 2107.0-2116.5	А+ Б	03.06.2002-21.06.2002	8	20.8*	0.6	15.8	5	20.5	20.5	0.1	2274.5	111.2	7.56	0.2	1180		
						25		0.3	15.6	5.2	45.9	45.9	0	-	-					
						36		1	16.2	4.6	79.1	71.4	9.7	-	-					
						12		0.4	15.6	5.2	51.3	51.3	0	-	-					
						19		0.3	15.5	5.3	28.6	28.6	0	-	-					
						22		0	15.3	5.5	40.6	40.5	0.4	-	-					
						8		0.4	15.6	5.2	21.6	21.6	0	-	-					
						6		1.7	16.9	3.9	20.5	20.5	0	7346.8	358.7					
					26.10.2002-17.11.2002	8	21.7	0.2	15.4	6.3	45.3	45.3	0	6390	141.2	4.49	0.12	623.2		
						6		0.8	16	5.7	23.3	23.3	0	2510	107.9					
						5		0.7	16	5.7	17.3	17.3	0	4960	286.9					
						3		0.4	15.6	6.1	11.3	11.3	0	1980	174.9					
						10		0.6	15.9	5.8	36.9	36.9	0	2760	74.9					
					18.11.2003-25.11.2003	10	18.5	0.2	15.5	3	215.9	198.1	8.3	24310	122.7	80.71	2.12	12472.7		
						12		0.3	15.5	2.9	250.4	238.2	4.9	30950	129.9					
						13		0.3	15.6	2.9	256	249.6	2.5	36130	144.8					
						14		0.3	15.6	2.9	268.6	265	1.3	48240	182					
						13		0.3	15.5	2.9	233.1	230.9	0.9	42780	185.3					
			2023-2156.1	А+ Б	26.04.2008 - 21.05.2008	6	21.15*	-	18.6	2.6	128	127.9	0.1	-	-	44.54	1.17	-		
						8		-	17.7	3.4	168	167.2	0.5	-	-					
						10		-	16.5	4.6	187	186.8	0.1	-	-					
						12		-	15.2	5.9	235	234.8	0.1	-	-					
			2023.0-2116.5	А+ Б	04.08. - 08.08.2014	12	15.2	-	5.5	9.8	19.6	19.1	2.7	-	-	1.28	0.04	-		
						10		-	5.9	9.4	13.7	13.4	1.8	-	-					
						8		-	6.3	8.9	4.1	4.1	0.2	-	-					
2	9	4	2229.3-2232.6	Б	08.09.2003-13.09.2003	10	19	0.5	16.9	2	158	158	0	20650	130.7	85.68	9.42	12237.9		
						11		0.5	16.9	2.1	181.5	181.5	0	24800	136.6					
						13		0.4	16.8	2.2	194.5	194.5	0	28280	145.4					
						14		0.3	16.8	2.2	199.1	199.1	0	31220	156.8					
	10		2218.5-2225.7	Б	01.10.2003-10.10.2003	10	19.7	0.8	17.1	2.6	234.8	212.5	0	26410	124.3	84.23	9.26	15394.5		
						12		0.7	17.1	2.7	286	234.8	0	40370	172					
						14		0.6	16.9	2.8	362.4	234.8	0	58830	250.6					

Количество скважин	Количество исследований	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата проведения исследования, д.м.г.	Диаметр штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Руст, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут		Обводненность, %	Дебит газа, м³/сут	Газовый фактор, м³/м³	Продуктивность, (м³/сут)/МПа	Удельная продуктивность, (м³/сут)/МПа/м	Продуктивности по газу, (м³/сут)/МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	жидкость	нефти							12	13
	1 1		2218.5-2225.7 2229.3-2232.6	Б	26.04.2008 - 14.05.2008	6	19.4	-	14.5	4.8	68	68	0	-	-	13.64	1.5	-		
						8		-	12.7	6.7	88	88	0	-	-					
	1 2		2218.5-2225.7 2229.3-2232.6	Б	02.05.2008-19.05.2008	8	18.6	-	11.5	7.1	73.5	70.9	3.5	13409.3	189.1	9.85	1.08	2494.1		
						10		-	9.7	8.9	92.5	89.1	3.7	18256.7	205					
						12		-	8	10.6	105.6	101.4	4	37550.1	370.4					
	1 3					19.06.2008-23.06.2008	8	18.6	-	10.1	8.5	71	70.1	0	-	-	9.49	1.04	-	
		10					-		9.7	8.9	94	91.7	0	-	-					
		12					-		7.8	10.8	109	106.8	0	-	-					
	3	1 4	7	1932.4-1949.0	Б	04.10.2003-23.10.2003	10	19.4	0	14.3	5	22.5	22.5	0	24640	1095.1	6.25	0.38	5178.9	
							12		1.6	15.9	3.5	21.8	21.8	0	23170	1062.8				
							12		1.6	15.8	3.5	28.3	28.3	0	14130	499.3				
	4	1 5	9	2160.0-2165.0 2167.0-2169.0 2170.0-2176.9 2178.5-2179.4	Б	14.08.2008-19.08.2008	4	16.3	-	12.3	4	42	42	0	35731.3	851	7.73	0.99	5625.5	
6							-		10.3	6.1	45.5	43.8	0	22867.5	522					
8							-		8.7	7.6	42.3	42.3	0.1	32287.7	763.7					
5	1 6	12	1992.0-2026.0	Б	10.06.2008 - 16.06.2008	6	20.06	-	15.5	4.5	94.3	94.3	0.1	18195.9	193	20.7	0.69	3888.7		
						8		-	14.5	5.6	111.3	111.2	0	21359.7	192					
						10		-	12.9	7.2	153.7	153.7	0	27509.4	179					
	1 7		1992.0-2026.0		09.08.2014 - 22.08.2014	10	8.13*	-	7.5	0.6	14	14	0.2	68706	4923.5	12.08	0.4	102980.4		
						8		-	7.7	0.4	3.9	3.9	0.2	48518	12525.9					
						6		-	7.8	0.3	1.2	1.2	0.1	26326	22717.5					
6	1 8	109	1994.0-1998.0; 2002.0-2005.5; 2017.3-2023.7; 2028.0-2068.4;	Б	12.05.2009-01.06.2009	10	20.7*	-	12.6	8.1	98.3	98.3	0	25053	254.8	15.22	0.32	3617		
						12		-	10.8	9.9	174.8	174.8	0	39821	227.8					
						14		-	9	11.7	187.3	187.3	0	44134	235.7					
7	1 9	110	1849.0-1928.0	А+Б	29.07.2014-31.07.2014	8	13.9	-	6.3	7.6	20.6	20.2	1.7	-	-	2.46	0.06	-		
						10		-	5.9	8	30.9	30.4	1.3	-	-					
						6		-	7.2	6.7	6.1	6.1	0.2	-	-					
8	2 0	115	2049.1-2058.1	А+Б	21.05.2009-24.05.2009	10	17	0.4	3.8	13.2	13.8	7	49.5	-	-	1.67	0.04	-		
			2107.8-2136.6			12		0.7	4.1	12.9	61.2	21	65.7	-	-					
			2148.7-2161.8			14		0.7	4.1	12.9	36.8	36.8	0.1	-	-					

Количество скважин	Количество исследований	№№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата проведения исследования, д.м.г.	Диаметр штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Руст, МПа	Забойное давление, МПа	Депрессия, МПа	Дебиты, м³/сут		Обводненность, %	Дебит газа, м³/сут	Газовый фактор, м³/м³	Продуктивность, (м³/сут)/МПа	Удельная продуктивность, (м³/сут)/МПа/м	Продуктивности по газу, (м³/сут)/МПа
											жидкость	нефти						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
9	2 1	116	2007.0-2050.0	Б	26.05.2008-31.05.2008	8	20.3*	-	8.3	12	68.2	68.2	0	12442	18.2.5	5.39	0.15	1040.2
						10		-	7.7	12.6	64	64	0	13090	20.4.5			
			2007.0-2050.0	Б														
9	2 2	116	2007.0-2050.0	Б	26.04.2013-07.05.2013	6	12.2	-	11.4	0.8	23.2	23.2	0	24662	10.62.1	29.65	0.63	29204.1
						8		-	10.9	1.3	53.8	53	0	45396	85.7.2			
						10		-	10.3	1.9	66.9	66	0	63447	96.1.3			
						8		-	10.5	1.7	47.7	47.5	0	46484	97.9.4			
						6		-	11	1.2	19	19	0	23284	12.25.5			
10	2 3	118	1879.5-1897.5	Б	16.10.2013-20.10.2013	7	13.6	-	7.9	5.7	18.2	18.2	0	21120	11.63	2.64	0.11	3237.9
						6		-	8.7	4.8	11.5	11.5	0	17262	15.01			
						4		-	10	3.6	8.3	8.3	0	8528	10.32.4			
11	2 4	122	2049.0-2099.0	Б	18.05.2009 - 01.06.2009	6	20.6*	-	12	8.6	24.3	24.3	0	-	-	3.35	0.24	-
						8		-	7.4	13.2	49	48.3	1.3	-	-			
						6		-	9.5	11.1	39.5	39.5	0	-	-			
12	2 5	123	2036.5-2117.0	Б	31.10.2013-12.11.2013	8	11.75*	-	9.4	2.4	27.2	32.5	88	36888	11.34.3	11.48	0.21	15468.3
						6		-	10.5	1.2	16.3.8	14	91.4	22409	15.98.4			
						4		-	11.2	0.6	57.4	5.6	90.3	7534	13.50.2			
13	2 6	133	2157.9-2180.0	Б	04.12.2008-24.12.2008	6	15	9.7	13.9	1.1	17.3	12.5	27.4	-	-	7.37	0.78	-
						8		9.4	12.6	2.4	21.6	15.2	29.5	-	-			
						10		8.2	11.2	3.8	21.4	16	25.3	-	-			
14	2 7	139	1910.0-1915.0	А	18.11.2013-21.11.2013	7	18.5	-	11.6	6.9	7.8	7.8	0.5	1661	21.3	0.89	0.32	185.1
						6		-	11	7.5	5.7	5.7	0.2	1537	27.1.6			
						4		-	9.7	8.8	7.1	7.1	0.2	972	13.7.7			
15	2 8	219	1998.0-2032.0	Б	24.04.2014-06.05.2014	5	9.04	-	8	1	6.5	6.5	0.7	16885	13.8.7	6.17	0.33	15815.4
						7		-	7.3	1.8	9.4	9.3	0.6	26214	13.9.7			
						9		-	6.4	2.6	17.5	17.3	0.7	41472	14.0.7			
						11		-	5.7	3.3	21.1	20.8	1.4	51836	14.1.7			

Примечание: 20.8* - Пластовое давления, взятое с результата КВД

1.5.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

Месторождение Северный Нуралы введено в промышленную разработку в марте 2013 года согласно «Технологической схеме разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию на 01.07.2011 г.» (далее ТСР) [3], утвержденной Заседанием Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК (Протокол №344 от 13 февраля 2012 г.) [4].

После составления и утверждения ТСР [3], т.е. на дату составления данного проектного документа (01.01.2023 г.), на месторождении Северный Нуралы было пробурено 14 новых скважин, из них в 2013 году – 8 скважин (№№117, 118, 123, 128, 131, 139, 157 и 167) согласно ТСР [3], и в 2014 году – 5 скважин (№№214, 219, 226, 228 и 230) согласно АН за ТСР (2014 г.) [5], а также в 2019 году – 1 скважина (№245).

Таким образом, на дату составления данного «Проекта разработки месторождения Северный Нуралы» 01.01.2023 г. на месторождении Северный Нуралы общий пробуренный фонд скважин составляет 36 ед. (№№1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 108, 109, 110, 115, 116, 117, 118, 119, 122, 123, 128, 131, 133, 134, 139, 157, 167, 214, 219, 226, 228, 230 и 245).

Эксплуатационный фонд скважин составляет 8 ед. (№№9, 109, 110, 115, 119, 131, 122, 245). В действующем фонде числятся 6 скважин, в бездействия три скважины (№№109, 214, 245).

На дату составления данного проектного документа 01.01.2023 г. из 3-х действующих скважин, в 1 скважине (№9 проводится фонтанный способ эксплуатации, и в 2 скважинах (№№131, 167) оборудованы (ШГН).

Четыре скважины (№№6,8,133,134) числятся в консервации. Две скважины (№№13 и 14) ликвидированы. В наблюдательном фонде числятся 18 скважин (№№1, 3, 7, 10, 11, 108, 110, 115, 117, 118, 119, 122, 123, 157, 219, 228, 230). В нагнетательном фонде числятся 6 скважины (№№4, 116, 2, 12, 128, 226).

В таблице 1.5.1-1 приведена характеристика фонда скважин по месторождению Северный Нуралы по состоянию на 01.01.2023 г. в пределах горного отвода.

В таблице 1.5.1-2 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин (дающие продукцию) по среднемесячным дебитам нефти и жидкости на 2019 г. и на 01.01.2023 г. по диапазонам.

В таблице 1.5.1-3 представлена динамика распределения действующего фонда добывающих скважин (дающие продукцию) по среднемесячной обводненности добываемой продукции на период 2019-01.01.2023 г. по диапазонам.

На дату анализа 01.01.2023 г., к малодебитному фонду (с дебитом по нефти менее 5 т/сут) относятся 3 скважины.

По среднемесячным дебитам жидкости в интервале до 5 т/сут относятся 3 скважины.

Таким образом, средний дебит по нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2023 г. в целом по месторождению составил, соответственно, 2,3 т/сут и 2,4 т/сут.

Как видно из представленной таблицы 5.1.3, на дату анализа 01.01.2023 г. с обводненностью добываемой продукции в интервале до 10% работают 3 скважины.

Таким образом, среднемесячная обводненность добываемой продукции по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по месторождению, составила 4,4%.

В таблице 3.2.4 представлена динамика распределения действующих водонагнетательных скважин (в работе) по средней приемистости по диапазонам на 2019-01.01.2023 гг. в целом по месторождению. Как видно из представленной таблицы, на дату отчета 01.01.2023 г. 2 водонагнетательная скважина характеризуются работой с приемистостью в интервале меньше 50 м3/сут: 4 водонагнетательные скважины характеризуются работой с приемистостью в интервале выше 80 м3/сут

Таким образом, средняя приемистость водонагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2023 г. по I объекту составила 142,6 м3/сут.

Таблица 1.5.1-1 – Характеристика фонда скважин

№№ п/п	Фонд	Категория	Пласт А+Б	Всего, шт.
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.	9, 131, 167	3
2		из них	Фонтан, №№	9
3			ШГН, №№	131, 167
4			ЭВН, №№	-
5			ЭЦН, №№	-
6		дающих продукцию, шт.	9,131, 167	3

7		в простое, шт.	-	-
8		в бездействии, шт.	109, 214, 245	3
9		Всего, шт.	9, 109, 131, 167, 214, 245	6
10		в т.ч. действующих, шт.	2, 14, 12, 116, 128, 226	6
11	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в простое, шт.	-	-
12		в ожидании обустройства	-	-
13		в бездействии, шт.	-	-
14		Всего, шт.	2, 14, 12, 116, 128, 226	6
15	Фонд в консервации	добывающих, шт.		
16		нагнетательных, шт.		
17		Всего, шт.	6,8,133,134	4
18	Фонд разведочных скважин	в испытании, шт.		
19	Фонд контрольных скважин	наблюдательные, шт.	1,3,7,10,11,108,110,115,117,118,119,122,123,157,219,228,230	18
20	Фонд водозаборных скважин	в т.ч. в работе, шт.		
21		в простое, шт.		
22		в бездействии, шт.		
23		Всего, шт.		
24	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.	13,14	2
25		по техническим причинам, шт.		
26		Всего, шт.		2
27	Итого пробуренный фонд, шт.		36	

Таблица 1.5.1-2 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам на 2019-01.01.2023 гг.

Дата	Действующий фонд добывающих скважин, ед. (дающие продукцию)	Средний дебит скважин, т/сут		Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут											
				<5		5-10		10-20		20-50		50-100		> 100	
		н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж		
		нефть	жидкость	Количество скважин											
2019	8	2	2.1	8	7		1								
2020	8	1,3	3,7	8	7				1						
2021	6	1,5	1,8	6	6										
2021	3	2,3	2,4	3	3										

Таблица 1.5.1-3 - Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по обводненности на 2019-01.01.2023 гг.

Дата	Действующий фонд добывающих скважин, ед. (дающие продукцию)	Средний дебит скважин, т/сут		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %					
					< 10	10-20	20-50	50-70	70-90	> 90
		нефть	жидкость		Количество скважин					
2019	8	2	2.1	4.1	7	1				
2020	8	1,3	3,7	65	7					1
2021	6	1,5	1,8	16,4	2	1	3			
2021	3	2,3	2,4	4,4	3					

Таблица 1.5.1-4- Динамика распределения приемистости нагнетательных скважин на 2019-01.01.2023 гг.

Дата	Действующий фонд водонагнетательных скважин, ед. (в работе)	Средняя приемистость, м ³ /сут	Диапазон изменения приемистости, м ³ /сут				
			<50	50-60	60-70	70-80	> 80
			Количество скважин				
2019	4	163,3	1	1			2
2020	4	207	1				3
2021	6	239	1				5
2021	6	142,6	2				4

Характеристика отборов

Месторождение разрабатывается с 2013г, на дату отчета в разработке находятся I единственный объект. В целом по месторождению динамика годовых отборов нефти имеет общую тенденцию к резкому снижению добычи нефти с 2015 года.

По объекту текущий КИН и выработка запасов составили, соответственно, 6,8% и 53,7% (по новым запасам). Система ППД внутриконтурным заводнением реализована не в полной мере, фонд нагнетательных скважин составляет 6 ед. Текущая компенсация отборов закачкой составляет 5561%, при этом накопленная компенсация находится на уровне 143,3%, несмотря на высокую компенсацию отборы жидкости с каждым годом понижаются, так как нагнетательные скважины не влияют по соседним добывающим скважинам, влияние наблюдается только по скважине №245 район нагнетательной скважины №4. Следует отметить, что на дату отчета наблюдается увеличение роста обводненности, так как основными причинами увеличения обводненности добываемой продукции в скважине №245 является: расположение части скважин вблизи водонефтяной зоны, а также влияние реализации системы поддержания пластового давления (ППД), то есть закачки воды через водонагнетательные скважины, которое в свою очередь, способствует быстрому обводнению соседних добывающих скважин.

Главным осложняющим фактором при разработке, увеличение среднего газового фактора за период (2013-01.01.2013 гг.) по месторождению в целом связано с тем, что залежи нефти запечатаны, т.е. ограничены тектоническими нарушениями, также связано с ухудшенными коллекторскими свойствами, отсутствием подпитки со стороны водоносной зоны, нефть насыщенная, что видно из результатов анализа нефти в пластовых условиях по глубинным пробам нефти, так как давление насыщения нефти газом близко к пластовому давлению, тем самым усложняя процесс выработки запасов и снижая конечный КИН. С целью повышения эффективности разработки залежей нефти I объекта, более равномерной и полной выработки запасов рекомендуется бурение добывающих скважин, в новых зонах неохваченных бурением скважин, а также перевод обводившихся скважин под закачку.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом

Месторождение разрабатывается согласно уточненным технологическим показателям «Анализа разработки...» 01.07.2019-2021г, поэтому в данном разделе для оценки эффективности системы разработки поведено сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2019-2022гг.

Ниже приведено описание сравнения проектных и фактических технологических показателей промышленной разработки в целом по месторождению Северный Нуралы.

В 2019 году наблюдаем превышение фактических объемов добычи нефти над проектными значениями, соответственно, на 0.44 тыс. т / 7.7% (6.17 тыс. т нефти против 5.73 тыс. т по проекту).

По фактическим объемам добычи жидкости наблюдаем соответствие к проектному значению (6.86 тыс. т жидкости против 7.0 тыс. т по проекту)

Среднегодовые дебиты нефти и жидкости соответствуют к проектным значениям, (1,7 т/сут дебит нефти/2 т/сут дебит жидкости против 1,7 т/сут дебит нефти/2,1 т/сут дебит жидкости по проекту).

Фактическая среднегодовая обводненность добываемой продукции отстает проектному значению на 8,3% (10% против 18.3% по проекту).

Добывающий фонд соответствует к проектному значению 12 ед.

Данное превышение объемов добычи нефти связано несмотря на отставание фактического коэффициента эксплуатации добывающих скважин (0.81 д.ед. против 0.9 д.ед. по проекту), обусловлено так как на текущий год добычу обеспечили 18 скважин. При этом, из 18-ти скважин,

обеспечивших данные отборы нефти, жидкости и газа, 6 скважин (№№4, 11, 118, 157, 228, 230) впоследствии были переведены в наблюдательный фонд.

Годовая закачка воды составила 198.9 тыс. м³, которая выше проектной (14 тыс. м³) на 1.11 раза. Превышение фактической закачки обусловлено превышением средней приемистости нагнетательных скважин (163.3 м³/сут против проектной 148.8 м³/сут). Фактический фонд нагнетательных скважин на уровне проектных (4 ед против проектных 4 ед.). Текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях в 2019г. составила 1599.8 %, при проектных значениях, соответственно, 1431%.

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем превышение от проектного значения на 1.017 млн. м³ / 7.2% (15.317 млн. м³ против 14.300 млн. м³ по проекту).

Темпы отборов от НИЗ и от ТИЗ составили, соответственно, 0.80% и 1.66%, при проектных значениях, соответственно, 0.74% и 1.54%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 52.64%, при проектном значении – 52.78%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 6.69%, при проектном значении – 6.70%.

В 2020 году наблюдаем превышение фактических объемов добычи нефти и жидкости над проектными значениями, соответственно, на 0.85 тыс.т / 23.2 (4.52 тыс.т нефти против 3.67 тыс.т по проекту) и на 1.72 тыс.т / 38.3% (6.22 тыс.т жидкости против 4.50 тыс.т по проекту).

Среднегодовые дебиты нефти и жидкости превышают к проектные значения, (1,7 т/сут дебит нефти/2,3 т/сут дебит жидкости против 1,2 т/сут дебит нефти/1,5 т/сут дебит жидкости по проекту).

Фактическая среднегодовая обводненность добываемой продукции превышает проектные значения на 8% (27,3% против 19.3% по проекту).

Добывающий фонд отстает от проектного значения (8 ед. против 11 ед. по проекту).

Данное превышение объемов добычи нефти связано несмотря на отставание фактического коэффициента эксплуатации добывающих скважин (0.887 д.ед. против 0.9 д.ед. по проекту), обусловлено так как на текущий год добычу обеспечили 15 скважин. При этом, из 15-ти скважин, обеспечивших данные отборы нефти, жидкости и газа, 7 скважин (№№2, 12, 122, 134, 117, 167, 230) впоследствии были переведены в наблюдательный фонд.

Годовая закачка воды составила 293,1 тыс. м³, которая выше проектной (117,85 тыс. м³) на 1.7 раза. Превышение фактической закачки обусловлено превышением средней приемистости нагнетательных скважин (207 м³/сут против проектной 112.4 м³/сут). Фактический фонд нагнетательных скважин на уровне проектных (5 ед против проектных 5 ед.). Текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях в 2020г. составила 2846,8 %, при проектных значениях, соответственно, 2103%.

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем превышение от проектного значения на 4.31 млн. м³ / 59.9% (11,513 млн. м³ против 7.200 млн. м³ по проекту).

Темпы отборов от НИЗ и от ТИЗ составили, соответственно, 0.59% и 1.24%, при проектных значениях, соответственно, 0.48% и 1.01%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 53.23%, при проектном значении – 52.94%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 6.76%, при проектном значении – 6.72%.

В 2021 году наблюдаем превышение объемов добычи нефти проектному значению, превышение составило всего 0.35 тыс.т / 14.7% (2.73 тыс.т против 2.38 тыс.т по проекту). При этом фактический среднегодовой дебит нефти соответствует проектному значению, составив 1.2 т/сут.

По фактическим объемам добычи жидкости наблюдаем отставание проектному значению, отставание составило всего 3.83 тыс.т / 27.9% (9.93 тыс.т против 13.76 тыс.т по проекту). При этом фактический среднегодовой дебит нефти отстает от проектного значения в 1.4 раза (4.4 т/сут против 6.3 т/сут по проекту).

Соответственно, фактическая среднегодовая обводненность добываемой продукции отстает от проектного значения на 10.5% (72.5% против 82.7% по проекту).

При этом, фактическое количество добывающих скважин на конец периода соответствует проектному значению (7 ед. против 7 ед. по проекту).

Фактическое количество действующего фонда на конец периода превышает проектные значения на 1 ед. (7 ед. против 6 ед. по проекту).

Данное превышение фактических объемов добычи нефти над проектными показателями, обусловлено превышением фактического коэффициента использования добывающих скважин (0.86 д.ед. против 0.71 д.ед. по проекту).

Годовая закачка воды составила 295,7 тыс. м³, которая выше проектной (277,7 тыс. м³) на 1.06 раза. Превышение фактической закачки обусловлено превышением средней приемистости

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нагнетательных скважин (212,3 м³/сут против проектной 200,3 м³/сут). Фактический фонд нагнетательных скважин ниже проектных на 1 ед. (6 ед против проектных 7 ед.). Текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях в 2021г. составила 2399,4 %, при проектных значениях, соответственно, 1674,5%.

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем превышение от проектного значения на 1.69 млн. м³ / 59.9% (5,69 млн. м³ против 4.00 млн. м³ по проекту).

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем отставание от проектного значения на 0.068 млн.м³ / 42.3% (0.070 млн.м³ против 0.158 млн.м³ по проекту).

По месторождению фактические темпы отборов от НИЗ и от ТИЗ за этот период составили, соответственно, 0,35% и 0,76%, при проектных значениях, соответственно, 0,06% и 0,07%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 53,58%, при проектном значении – 53,54%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 6,81%, при проектном значении – 6,80%.

В 2022 году наблюдаем отставание объемов добычи нефти проектному значению, отставание составило всего 0,57 тыс.т / 40,4% (1,40 тыс.т против 0,83 тыс.т по проекту). При этом фактический среднегодовой дебит нефти выше проектного значения 1,9 раза (1,7 т/сут против 0,9 т/сут).

По фактическим объемам добычи жидкости наблюдаем отставание проектному значению, отставание составило всего 7,17 тыс.т / 76,2% (2,25 тыс.т против 9,42 тыс.т по проекту). При этом фактический среднегодовой дебит нефти отстает от проектного значения в 1,3 раза (4,7 т/сут против 6,7 т/сут по проекту).

Соответственно, фактическая среднегодовая обводненность добываемой продукции отстает от проектного значения на 22,3% (62,9% против 85,2% по проекту).

При этом, фактическое количество добывающих скважин на конец периода соответствует проектному значению (6 ед. против 5 ед. по проекту).

Фактическое количество действующего фонда на конец периода отстает от проектного значения на 1 ед. (3 ед. против 4 ед. по проекту).

Данное отставание фактических объемов добычи нефти над проектными показателями, обусловлено отставанием фактического коэффициента эксплуатации добывающих скважин (0,56 д.ед. против 0,90 д.ед. по проекту), также необходимо отметить месторождения за 2022 год отработало 6 месяцев.

Годовая закачка воды составила 166,0 тыс. м³, которая ниже проектной (345,0 тыс. м³) на 2,1 раза. Отставание фактической закачки обусловлено отставанием средней приемистости нагнетательных скважин (167,9 м³/сут против проектной 199,0 м³/сут). Фактический фонд нагнетательных скважин ниже проектных на 1 ед. (6 ед против проектных 7 ед.). Текущая компенсация отборов жидкости в пластовых условиях в 2022г. составила 5560,7 %, при проектных значениях, соответственно, 3116,0%.

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем превышение от проектного значения на 1.69 млн. м³ / 59.9% (5,69 млн. м³ против 4.00 млн. м³ по проекту).

По фактическим объемам добычи газа наблюдаем соответствие проектному значению / составил 1,53 млн.м³.

По месторождению фактические темпы отборов от НИЗ и от ТИЗ за этот период составили, соответственно, 0,11% и 0,23%, при проектных значениях, соответственно, 0,04% и 0,04%. Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 53,69%, при проектном значении – 53,72%. Коэффициент нефтеизвлечения составил 6,82%, при проектном значении – 6,82%.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2023 г. в целом по месторождению фактическая накопленная добыча нефти, жидкости и газа составили, соответственно, 413,96 тыс.т, 448,84 тыс.т и 445,05 млн.м³. При этом проектные показатели составили: 414,17 тыс.т нефти, 459,84 тыс.т жидкости и 443,38 млн.м³ газа.

Фактическая накопленная закачка воды составила 1179,0 тыс.м³.

1.5.2. Анализ выработки запасов нефти

Согласно отчету по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы» по состоянию изученности на 02.01.2021 г. (Протокол ГКЗ №2429-22-У от 19.05.2021 г.) [1], запасы нефти в целом по месторождению составили:

По категории С1: геологические / извлекаемые запасы – 6070 / 771 тыс.т.

По категории С2: геологические / извлекаемые запасы – 505 / 43 тыс.т.

На дату анализа 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 413,958 тыс.т. Отбор от извлекаемых запасов составил 53,7%. Текущая нефтеотдача составила 6,8%.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Как уже было отмечено выше, фактически на месторождении Северный Нуралы в разработке участвовали только два горизонта (Пласт «А» J2kg и Пласт «Б» J1-2ds).

Для оценки эффективности реализуемой системы разработки месторождения и определения величин вовлеченных в разработку запасов нефти были построены и проанализированы характеристики вытеснения по различным эмпирическим методам, основанные на промысловых данных, учитывающих закономерность изменения текущей и накопленной добычи нефти в процессе их эксплуатации. Эти методы позволяют определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях разработки эксплуатационных объектов экстраполяцией до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции.

Анализ характеристик вытеснения позволил установить возможную величину извлечения запасов нефти по каждому объекту и по месторождению в целом и оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов.

В целом по месторождению (категория C1) накопленная добыча нефти от извлекаемых запасов составляет 53,7 %. Вовлеченные запасы нефти и остаточные извлекаемые запасы нефти составили, соответственно, 523,3 тыс. т и 109,3 тыс.т. При этом потенциальный КИН составит 0,086 д.ед.

Таблица 1.5.2-1- Определение вовлеченных в активную разработку запасов нефти по различным методикам

Эмпирический метод характеристики вытеснения	По месторождению, тыс. тонн
Камбаров	550
Привердян	520
Лысенко	500
Итого	523,3

Таблица 1.5.2-2 – Выработка запасов по месторождению Северный Нуралы

Запасы нефти, тыс. т				Коэффициент нефтеотдачи, д. ед			Выработка от извлекаемых запасов, %	Суммарная добыча с начала разработки, тыс. т
Балансовые	Извлекаемые	Вовлеченные	Остаточные	Утвержденный	Текущий	Потенциальный		
6070	771	523,3	109,3	0,127	0,068	0,086	53,7	413,958

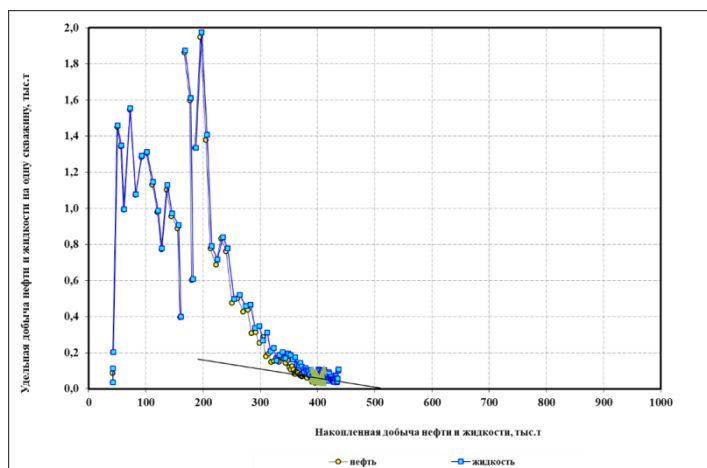


Рисунок 5- Характеристика вытеснения по м. Лысенко

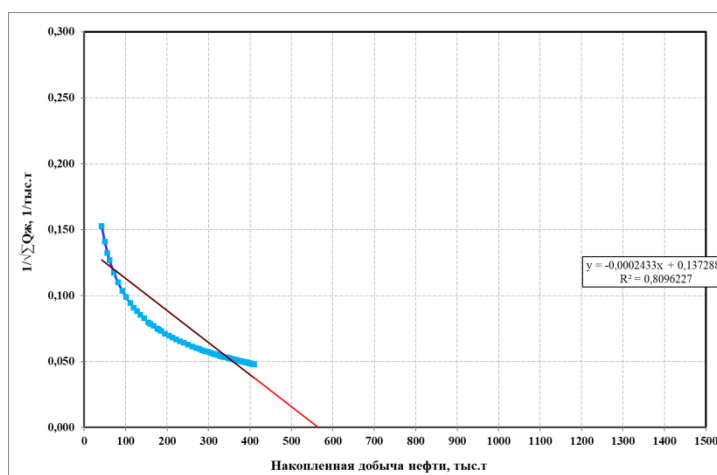


Рисунок 6 - Характеристика вытеснения по м. Привердян

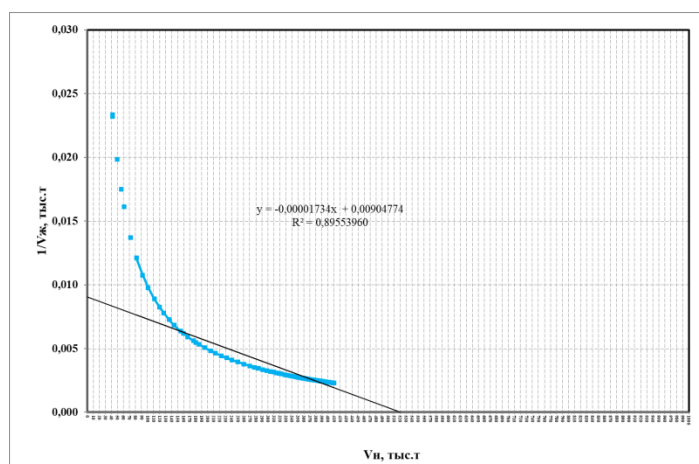


Рисунок 7 - Характеристика вытеснения по м. Камбарова

Исходя из анализа выработки запасов следует, что текущая система разработки низкоэффективная, что в свою очередь требует дополнительных мероприятий для достижения КИН. Однако, как уже было отмечено выше низкая эффективность системы разработки обусловлено с недостижением проектных дебитов принятых согласно рекомендуемым мероприятиям по регулированию процесса разработки (ГРП, СКО и другие). А также необходимо, что дополнительное бурение новых скважин не приведет к достижению КИН.

1.5.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала с точки зрения оптимальности работы двух составляющих систем: системы скважин и системы методов воздействия. Далее представлена краткая характеристика и сделана оценка эффективности каждой из данных систем.

Месторождение находится в промышленной разработке с 2013г.

Месторождение находится на III стадии разработки.

На дату анализа разработка месторождения ведется согласно уточненным технологическим показателям Анализа разработки – 2021г. Утвержденным вторым вариантом разработки, с целью регулирования процесса разработки на период 2021-2023 гг. предусмотрен перевод одной скважины 109 под нагнетание. Бурение скважин на период 2021-2023 годы не предусмотрены.

На момент составления Настоящего проекта:

1. Реализация проектного фонда в утвержденный период 2020-2021г выполнена в полном объеме;

2. При сравнение проектных и фактических показателей наблюдается отставание по добыче нефти за 2021, данное отставание фактических объемов добычи нефти над проектными показателями, обусловлено отставанием фактического коэффициента эксплуатации добывающих скважин (0.56 д.ед. против 0.90 д.ед. по проекту), также необходимо отметить месторождения за 2022 год отработало 6 месяцев. Дебит нефти и обводненность находятся на уровне проектных значений. При этом, фактическое количество добывающих скважин на конец периода соответствует проектному значению (6 ед. против 5 ед. по проекту). Фактическое количество действующего фонда на конец периода отстает от проектного значения на 1 ед. (3 ед. против 4 ед. по проекту). Фактический фонд нагнетательных скважин ниже проектных на 1 ед. (6 ед против проектных 7 ед.).

3. На дату составления данного проектного документа 01.01.2023 г. из 3-х действующих скважин, в 1 скважине (№9 проводится фонтанный способ эксплуатации, и в 2 скважинах (№№131, 167) оборудованы (ШГН).

4. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 413,96 тыс.т, жидкости – 448,84 тыс.т, газа – 443,38 млн.м3 газа и закачка воды – 1179,0 тыс.м3;

5. На месторождении с целью поддержания пластового давления реализуется система разработки с внутриконтурным заводнением, система ППД организована 6 нагнетательными скважинами.

6. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам анализа 32 глубинных проб и 7 рекомбинированных проб, отобранных из продуктивных горизонтов: VIII1 – 3 пробы, VIII2 – 6 проб, VIII3 – 15 проб, VIII4 – 1 проба, VIII5 – 5 проб, IX1 – 8 проб, VIII1-IX1 – 1 проба. Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 29 поверхностных проб, отобранных из продуктивных горизонтов: VIII1 – 2 пробы, VIII2 – 5 проб, VIII3 – 8 проб, VIII4 – 3 пробы, VIII5 – 4 пробы, IX1 – 6 проб, VIII1-IX1 – 1 проба.

7. С начала разработки на месторождении проведены 71 ГДИС, из них 43 исследований КВД, КВУ и КПД по 21 скважинам, 28 исследований МУО по 15 скважинам.

За анализируемый период 2019 - 01.01.2023гг. было проведено 128 исследований пластового давления по 19-ти скважинам (№№2, 7, 9, 12, 110, 115, 117, 118, 119, 123, 133, 134, 139, 157, 167, 219, 228, 230, 245) (таблица 5.4.2.4), а также по 2 скважинам (№№110, 115) за анализируемый период было проведено 16 исследований забойного давления.

Начальное среднее приведенное пластовое давление по Карагансайской свите (Пласт А) можно считать максимальным (2002 г.), которое составило 21.3 МПа. Текущее приведенное пластовое давление составило 10.6 МПа. Снижение за весь период разработки составило 10,7МПа. По Дошанской (Пласт Б) свите среднее приведенное пластовое давление составило 21.2 МПа (2002 г.), текущее приведенное пластовое давление – 13,8 МПа. Снижение составило 7.4 МПа.

По состоянию на 01.01.2023г., в I объекте пластовое давление в добывающих скважинах в среднем составляет 12,8 МПа. Забойное давление в среднем составляет 6,1 Мпа. Депрессия в среднем составляет 6,7 Мпа.

1.5.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов, отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих отложений паккой непроницаемых пород;
3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В разрезе месторождения Северный Нуралы, выделены три залежи нефти, из них два в юрском горизонте (пласта А карагансайской свиты (J_2kr «А») и пласта Б дощанской свиты (J_{1-2ds} «Б») и один в палеозое (PZ).

Пласт «А», приуроченный к нижней части карагансайской свиты, характеризуется увеличением песчаности вниз по разрезу. В работе (ПЗ-2008) залежь нефти располагалась в пределах одного блока (Центральный блок).

В пределах Западного блока коллекторы водонасыщенные. К северу от месторождения в разрезе скважины №14 на поднятом блоке, вскрыты водонасыщенные коллектора, с неопределенными границами распространения к востоку, на более высоких отметках.

В южной части в скважинах (№№4, 6, 8, 9, 10, 133, 134 и 157) коллекторы замещены глинистыми разностями.

Залежь пластовая сводовая, тектонически и литологически экранирована на юго-востоке зоной отсутствия коллекторов (приложение 8). Высота залежи составляет порядка 85 м. Размеры залежи составляют 2.3х0.8 км.

В пределах центральной части пробурено основное количество скважин. Как нефтенасыщенный, коллектор охарактеризован в 19-ти скважинах. В северной и северо-западной частях площади в разрезе скважин (№№108, 109 и 13) коллектора отсутствуют вследствие замещения его глинами и глинистыми алевролитами. В скважине №226 по ГИС также коллекторов не выделено.

Опробование пласта было проведено в десяти объектах в семи скважинах (№№2, 3, 110, 115, 119, 131 и 139), из них в пяти объектах интервал был опробован самостоятельно и пять совместно с ниже лежащим пластом «Б».

При самостоятельном опробовании приток нефти был получен при испытании интервала 2048-2057.5 м (-1924.1-1933.6 м) в скважине №2. Дебит нефти при 10 мм штуцере составил 55.05 м³/сут. В скважинах (№№110, 131 и 139) был получен приток нефти с водой.

Самая высокая отметка кровли нефтенасыщенного коллектора в скважине №7 равна -1697.3 м. Высота залежи – 250.4 м. Размеры залежи составляют 4.3х1.5 км.

Пласт «Б», приуроченный к дощанской свите, вскрыт всеми скважинами. Согласно работе, залежь нефти, приуроченная к данному пласту, содержит большую часть запасов, подсчитанных по категории C₁, и является основным объектом разработки на месторождении.

Продуктивность пласта «Б» подтверждается опробованием 24-х скважин. Максимальный дебит нефти 212.3-375.4 м³/сут был получен в скважине №4 в интервале 2218.5-2225.7 м (-2095.5-2102.7 м) на режимах 10-14 мм штуцеров.

По типу пластового резервуара залежь пластовая сводовая, залежь со всех сторон ограничена постседиментационными разрывными нарушениями. Высота залежи по блоку в районе скважины №108 составляет 56.4 м.

На данной стадии изученности пласты А и Б планируются разрабатывать единой сеткой скважин, вскрывая всю его продуктивную толщину. Такой подход обосновывается следующими соображениями.

1. Расчленение пластов на подобъекты с использованием нескольких сеток неприемлемо с экономической точки зрения;

2. Высокая стоимость строительства скважин и эксплуатационных затрат, характерных, диктует необходимость максимальных дебитов по нефти за счёт вскрытия всей нефтенасыщенной толщины объекта.

Таким образом, на месторождении Северный Нуралы исходя из изученности залежей выделяется один объект разработки, который предусматривает совместную эксплуатацию пластов А и Б.

Таблица 1.5.4-1 – Исходные геолого-физические характеристики продуктивного горизонта

Параметры	Продуктивные пласты	
	Пласт «А» J _{2kr}	Пласт «Б» J _{1-2ds}
Абсолютная глубина залегания, м	~ -1700	~ -1800
Тип залежи	массивный	
Тип коллектора	терригенный	
Площадь нефтеносности, тыс.м ² (по категориям C ₁ /C ₂)	2350 / 4234	8296 / -
Средняя общая толщина, м	39.7	76.5
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м (по категориям C ₁ /C ₂)	5.9 / 3.2	18.5 / -
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0.17	0.172
Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0.61	0.705
Средняя проницаемость по керну, мкм ²	18.07	23.06
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.455	0.565
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	0.43*	0.43
Коэффициент расчленённости, доли ед.	3.6	7.1
Начальная пластовая температура, °С	84.0	90.5
Начальное пластовое давление, МПа	21.3	21.1
Давление насыщения, МПа	17.2*	17.2
Газосодержание, м ³ /т	211.3*	211.3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.362*	0.362
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.660*	0.660
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.526*	1.526
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	0.789	0.814
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т. по категории C ₁ /C ₂	743 / 739	9608 / -
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т. по категории C ₁ /C ₂	273 / 209	3510 / -
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0.367 / 0.274	0.365 / -

*- приняты значения по аналогии

1.5.5. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

По состоянию на 01.01.2023 года выявленная залежь нефти юрского горизонта на месторождении Северный Нуралы изучена 36-ю скважинами.

Во всех расчетных вариантах разработки дебит нефти новых скважин принят с учетом фактических данных, при этом средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне:

- **I объект** – 2 т/сут.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения и опыта разработки месторождений аналогов.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть настолько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва:

$$P_{\text{зак}} \leq P_{\text{гидр}} - P_{\text{пл}} = 1.75 \cdot P_{\text{пл}} - P_{\text{пл}} = 0.75 \cdot P_{\text{пл}}.$$

Разбуривание месторождения проектируется вертикальными скважинами со средней глубиной скважин – 2135 м.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. Промышленная разработка фактически осуществляется с поддержанием пластового давления. Поэтому, в качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант с ППД и с дополнительным вводом 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв.

При этом общий фонд составит 16 ед. из них: добывающий фонд составит 9 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 2. Данный вариант предусматривает ввод 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, бурение 5 проектных добывающих скважин, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. При этом общий фонд составит 21 ед. из них: добывающий фонд составит 14 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 3. Данный вариант аналогично второму варианту, предусмотрено применение с полимерным заводнением.

Таблица-1.5.5-1 Схемы проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорный		
в том числе:	ППД		
Система заводнения	приконтурная		
Расстояние между скважинами, м	300	250	250
Плотность сетки, га/скв	9	9	9
Период разбуривания, годы	-	3	3
Соотношение скважин, доб./наг.	1,28:1	2:1	2:1
Режим работы скважин: добывающих	Рзаб < Рнас		
нагнетательных	Рзаб=0,9*Ргрп		
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонаг.)	9/7	21/8	45/24
Ввод добывающих скважин из наблюдательного фонда, ед.	6	6	6
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-	5	5
Добывающий фонд проектный, ед.	17	21	21
Полимерное заводнение	-	-	+
Ввод водонагнетательных скважин переводом из добывающих, ед	1	2	2
Нагнетательный фонд проектный, ед.	7	8	8
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	100	100	100

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

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

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7. Описание работ по утилизации 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 утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

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

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в 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 1.8-2.

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

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им 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 1.8-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	

Локальный (1)	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
Территориальный (3)	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
Региональный (4)	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
Многолетний (постоянный) (4)	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительный (1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
Слабый (2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренный (3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильный (4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	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
Средняя (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел.
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

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

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

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

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально- экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает 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
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта 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

Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, 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 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Воздействие на атмосферный воздух

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.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения.

Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. Промышленная разработка фактически осуществляется с поддержанием пластового давления. Поэтому, в качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант с ППД и с дополнительным вводом 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв.

При этом общий фонд составит 16 ед. из них: добывающий фонд составит 9 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 2 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает ввод 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, бурение 5 проектных добывающих скважин, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. При этом общий фонд составит 21 ед. из них: добывающий фонд составит 14 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 3. Данный вариант аналогично второму варианту, предусмотрено применение с полимерным заводнением.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый к реализации 2 вариант, обеспечивающий выработку утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды как государству так и недропользователю.

Разработка месторождения по результатам экономических расчетов рентабельна до 2063 года.

Таблица 1.8.2-1 – Технико-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2023 - 2048	2023 - 2068	2023 - 2049
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	53	119	107
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	2,9	21,8	28,0
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	236,7	236,7	236,7
Ввод новых скважин из бурения	шт	0	5	5
Нефтедобывающих	шт	0	5	5
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	42	357	334
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	456	771	748
добыча жидкости	тыс. т	1 136	3 826	2 342
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	1 585	4 275	2 791
закачка воды	тыс. м3	1 754	4 536	3 095
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	2 933	5 715	4 275
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,075	0,127	0,123
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	98,18%	99,01%	95,42%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг..	5 367,0	51 012,1	42 540,6
Капитальные затраты	млн. тг..	428,2	2 521,7	2 298,9
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг..	4 096,3	12 156,5	18 081,0
производственные расходы	млн. тг..	1 999,8	5 996,1	12 974,9
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг..	740,3	3 194,9	2 394,4
непроизводственные расходы	млн. тг..	1 356,3	2 965,6	2 711,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг..	4 529,8	14 696,5	20 331,1
Поток денежной наличности	млн. тг..	659,9	16 195,4	11 896,1
Поступления Государства	млн. тг..	891,9	22 845,9	12 275,8
Чистая приведенная стоимость (10%)	млн. тг..	228,0	4 178,3	3 612,0
Дисконтированные Поступления Государства(10%)	млн. тг..	359,5	6 262,8	5 003,0

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия разведочных работ на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнена с учетом действующих методик.

Месторождение Северный Нуралы с 2013 года находится в промышленной разработке. Месторождение эксплуатируется на основании «Анализа разработки месторождения Северный Нуралы» (протокол ЦКРР РК МЭ РК 24/3 от 31.03.2022г.).

Действующая система сбора и промышленной подготовки продукции скважин

На месторождении Северный Нуралы на дату составления данного проектного документа 01.07.2021г., часть добываемой продукции со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на ЗУ-1 и ЗУ-2, где производится замер жидкости, а оттуда далее по 8” коллектору на групповую установку (ГУ-1), а другая часть добываемой продукции со скважин поступает напрямую на групповую установку (ГУ-1) по индивидуальным выкидным линиям.

Ниже на рисунке 7.3.2.1. приведена существующая на дату составления данного проектного документа 01.07.2021г., принципиальная схема ГУ-1 месторождения Северный Нуралы.

В состав расширенной ГУ-1 входят:

- площадка приемного манифольда МВ-101 (расширенный);
- площадка тестового сепаратора СТ-101;
- площадка сепараторной установки S-101 и SG-101 (реконструировано);
- площадка сепараторной установки S-102 и SG-102;
- площадки блоков дозирования реагента BR-101 и BR-102;
- площадки блоков дозирования реагента BR-103 и BR-104;
- площадка насосов N-101/1.2 (реконструировано);

- площадка печей подогрева поз. Р-101/1-2;
- площадка узла учета УУ-101;
- площадка дренажной ёмкости Е-104;
- площадка камеры запуска скребка Х-104;
- площадка конденсатосборника Е-103;
- площадка баллонов СУГ;
- площадка блока управления розжигом;
- площадка факельной установка F-102;
- площадка компрессора воздуха КИПиА IA-101;
- площадка линейного арматурного узла;
- площадка свечи вытяжной EV-102;
- площадка комплектной трансформаторной подстанции КТПН.

Производительность ГУ-1 составит:

- по нефти – 1000 м³/сут;
- по воде – 1500 м³/сут;
- по газу – 500 000 м³/сут.

В состав линейной части газопровода 12" ГУ-ГКС входят:

- трасса газопровода протяженностью 8.7 км;
- площадка узла камеры приема ОУ;
- площадка узла подключения;
- площадка сигнализатора прохождения скребка ОУ.

В состав ВЛ-6 от ПС Кумколь-4 до ГУ входят:

- линейная часть ВЛ протяженностью 7.5 км и площадка РП1-6 кВ.

На групповой установке (ГУ-1) происходит сбор нефтегазовой смеси от добывающих скважин. Нефтегазовая смесь со скважин поступает на манифольд, имеющий 4 коллектора: 2 основных приемных коллектора 10", тестовый 4" и коллектор приема очистных устройств 4" с установленной на нем камерой приема очистного устройства (Х-101).

На каждом подключении выкидных линий к коллекторам манифольда устанавливается запорная ручная арматура и приборы контроля температуры и давления с передачей данных в операторную ГУ-1. Все оборудование манифольда рассчитано на давление до 4.0 МПа.

Поскважинный замер продукции производится путём переключения в тестовый сепаратор ST-101. В качестве тестового сепаратора (ST-101) для поскважинного замера нефти, воды и газа используется сепаратор блочного исполнения «ARGO».

После замера нефтегазовая смесь двумя потоками поступает на сепарацию.

Первый поток нефтегазовой смеси из двух коллекторов 10" и 4" направляется на сепарацию. На коллекторах 10" и 4" установлена арматура с дистанционным управлением из операторной ГУ-1. Также предусмотрено автоматическое ее закрытие при сигнале «пожар» и других аварийных нарушениях технологического режима.

Для сепарации первого потока нефтегазовой смеси используется стандартный нефтегазовый сепаратор типа НГС (S-101) емкостью 25 м³. Для предупреждения парафиноотложений перед нефтегазовым сепаратором (S-101) в поток нефтегазовой смеси подается ингибитор из блока дозирования реагентов типа БДР-2.5 (BR-101).

Выделившийся попутный газ после первой ступени сепарации в НГС (S-101) направляется в газосепаратор типа ГС (SG -101) для отделения капельной жидкости.

Второй поток нефтегазовой смеси из коллектора 10" направляется на первую ступень сепарации. Для сепарации второго потока нефтегазовой смеси используется стандартный нефтегазовый сепаратор типа НГС объёмом 100 м³ (S-102). Выделившийся газ из нефтегазового сепаратора НГС (S-102), направляется в газовый сепаратор типа ГС (SG-102) для отделения от капельной жидкости.

Потоки частично разгазированной нефти после сепарации в двух НГС объединяются в один, и далее общим потоком перекачивается насосами НБ-125 (N-101/1-2) через печи подогрева ПП-0.63 (Р-101/1-2) и поступает на вход коллектора транспорта нефти от ГУ-1 до осевого нефтепровода «Кумколь-Юго-Восточная часть».

Для замера количества нефти на нефтяном коллекторе установлен расходомер (FIQT- 003). Показания передаются в операторную.

Выделившийся газ после первой ступени сепарации и газосепаратора используется на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева и факельных горелок, а также в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

качестве продувочного газа факельной системы ВД и НД.

Для опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ предусмотрен отвод от всех аппаратов в дренажную систему. Для проведения операций по пропарке и промывке все аппараты оснащены присоединительными штуцерами.

На случай аварийной ситуации или остановки ГУ-1 предусмотрена факельная система для сжигания газа в факельной установке. Отделившийся конденсат из газосепаратора сбрасывается в закрытую дренажную систему, и периодически по мере накопления в конденсатосборник или откачивается насосом в нефтесборный коллектор.

Более детальное и полное описание системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин приведено в проекте «Технический регламент ГУ месторождения Северный Нуралы».

Таким образом, исходя из вышеизложенного, следует, что на текущий момент система сбора и подготовки добываемой продукции скважин месторождения Северный Нуралы, с учетом проведенного расширения ГУ-1, предусмотренного проектным документом ТСР [3], полностью отвечает требованиям, предусмотренных проектным документом ТСР [3], и соответствует условиям эксплуатации месторождения.

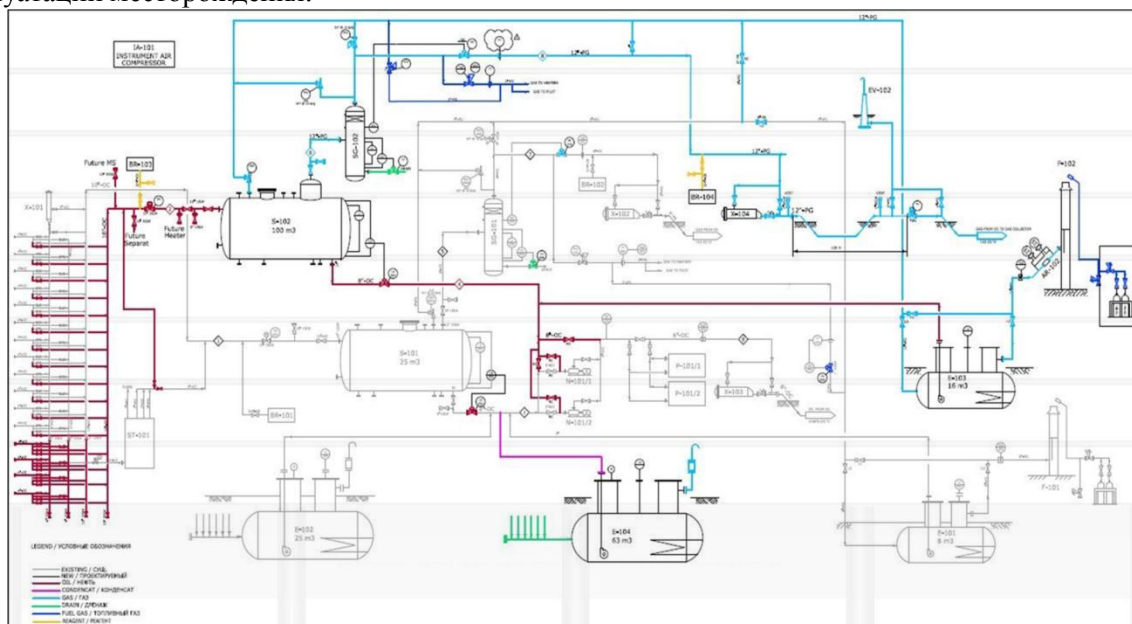


Рисунок 9 – Существующая принципиальная схема ГУ месторождения Северный Нуралы

Утилизация попутного газа

В разрезе месторождения Северный Нуралы, выделены три залежи нефти, из них два в юрском горизонте пласт А карагансайской свиты (J2k1 «А») и пласт Б дощанской свиты (J1-2ds «Б») и один в палеозое (PZ). Вышеуказанные залежи представляются одним объектом разработки с поддержанием пластового давления путём закачки попутной воды.

Месторождение Северный Нуралы основную долю добытого сырого газа использует для выработки электроэнергии на газотурбинных установках м/р Кумколь.

Газотурбинные установки месторождения Кумколь (юго-восточная часть) позволяют принимать газ из близлежащих месторождений, в том числе с месторождения Северный Нуралы, по существующему газопроводу построенному в рамках реализации программ утилизации газа.

Производственная площадка Центральной газовой установки (ЦГУ) расположена рядом с центральным пунктом сбора и подготовки нефти (ЦППН). Задействовано пять газотурбинных установок, три из которых мощностью по 18,5 МВт и две по 25 МВт, с выработкой суммарно до 105,5 МВт электроэнергии.

Газ, собранный с месторождений, поступает на входную ловушку (сепаратор- 100м3), где происходит первичная сепарация с разделением на конденсат и газ. Полученный конденсат, наряду с конденсатом собранным в результате других операций в ЦГУ, направляется в испарительный барабан, где легкий газ отделяется от жидкой фазы и посылается на факел под давлением 150 кПа. Оставшаяся жидкость откачивается в нефтепровод в центральный пункт подготовки нефти.

Газ из входной ловушки поступает на четыре параллельно действующие трехступенчатые дожимные газовые компрессоры с давлением порядка 170 кПа. На первой ступени газ

компримируется до давления 480 кПа, затем охлаждается, очищается от конденсата в сепараторе, и весь поток разделяется на 2 части:

После первой ступени компрессора газ с давлением 480 кПа поступает во входной сепаратор дегидрационного устройства, где происходит отделение газа от конденсата, далее газ поступает в абсорбционную колонну. Триэтиленгликоль (ТЭГ) подается в верхнюю часть абсорбционной колонны навстречу восходящему потоку подаваемого газа, где происходит поглощение ТЭГ воды. Получившаяся эмульсия выводится из абсорбционной колонны для регенерации этой жидкости и дальнейшего использования ТЭГ в колонне. Полученный газ поступает в охладитель, затем в трехфазный сепаратор, где происходит окончательное отделение конденсата. Объем сухого газа направляется потребителям на ЦППН.

Показатели/ годы	2023	2024	2025
м/р Северный Нуралы			
Добыча нефти, тыс. т	1.6	1.5	1.4
Добыча газа, млн. м ³	4.048	3.78	3.519
Собственные нужды, млн. м ³	0,8712	0,8712	0,8712
На выработку электроэнергии, млн. м ³	4.022	3.754	3.493
Сжигание газа, всего, млн. м ³	0.0259	0.0259	0.0259
Сжигание по категории V7, при эксплуатации оборудования, млн. м ³	0.0219	0.0219	0.0219
Сжигание по категории V8, при тех. обслуживании и ремонт основного оборудования млн. м ³	0.004	0.004	0.004
Утилизация газа в %	98	98	97

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На месторождении Северный Нуралы имеется система сбора и промысловой подготовки продукции скважин, внутрипромысловые автодороги, линии воздушной электропередачи и др.

Основными объектами обустройства на месторождении:

Система сбора нефти. ГУ

Выкидные линии от скважин - 9959 метр;

6" Нефтепровод - 4592 метр;

12" Газопровод 7876 – метр;

Здание операторной - 1 шт;

Тестовый Сепаратор 25м³ – 1 штук;

Печь ПП-0,63 - 1 шт;

Насос НБ-125 - 2 шт;

Конденсатосборник - 1 шт;

Дренажная ёмкость 63м³ - 1 шт;

Сепаратор 100м³ - 1 шт.

3У-1 и 2

БГЗУ – 2 шт;

Газовый сепаратор 1,6м³ - 2 шт;

Подогреватель ПП-0,63 - 2 шт;

Система водонагнетание. БКНС

Нагнетательные линии - 2743 метр;

8" коллектор - 1136 метр;

6" коллектор – 600 мет;

ВРП-1 - 1 шт;

Нагнетательные насосы - 1 шт;

Бустерные насосы - 1 шт.

При проведении оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду определено 64 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них 15-организованных, 49 неорганизованных.

Ниже представлен предварительный перечень источников выбросов на период разработки месторождения Северный Нуралы:

Организованные источники

ИЗ №0001 - Дизельгенератор;

ИЗ №0002-0004 - Печь подогрева нефти ПП-0,63;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ИЗ №0005 - Котельная;

ИЗ №0015 - ДЭС;

К неорганизованным источникам выбросов относятся:

ИЗ №6001 - Дренажная емкость 63м³;

ИЗ №6002 - Насос НБ-125;

ИЗ №6003- 6016 – Емкость для нефти;

ИЗ №6017-6030 - Насос перекачки нефти;

ИЗ №6031 – Емкость для д/т (ДЭС);

ИЗ №6032 - Газовый сепаратор 1,6 м³;

ИЗ №6033 - Тестовый сепаратор 25м³;

ИЗ №6034-6046 – Площадка скважин;

ИЗ №6047 - АГЗУ Спутник;

ИЗ №6048 – ФС выкидных линии.

ИЗ №6049 – Конденсатосборник.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2029 год) – 12,8336673 г/сек и 53,08751557 т/год.

Выбросы посчитаны на максимальный год добычи нефти - на 2029 год, которое составляет 21,8 тыс.тонн.

ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

Проектом предусматривается бурение 5 проектных добывающих скважин.

На строительной площадке будут задействованы 24 стационарных источников загрязнения воздушного бассейна, 13 из которых является организованным:

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 150 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, Дизельгенератор N-120 кВт

ИЗ № 0008, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник)

ИЗ № 0009, Паровой котел

ИЗ № 0010, ЦА-320М (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0011, СМН-20 (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0012, Резервуар для хранения дизтоплива

ИЗ № 0013, 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

ИЗ № 6010, Электросварка

ИЗ № 6011, Ремонтно-механическая мастерская

На испытательной площадке будут задействованы 8 стационарных источников загрязнения воздушного бассейна, 4 из которых является организованным:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Организованные источники

ИЗ №0014, УПА 60/80 (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0015, Дизельгенератор АД-200С-Т400 (освещение)

ИЗ № 0016, ЦА-320М (ЯМЗ-236)

ИЗ № 0017, Печь подогрева

Неорганизованные источники

ИЗ № 6013, Насос для нефти

ИЗ № 6014, Емкость для дизтоплива

ИЗ № 6015, Резервуар для тех.масло

ИЗ № 6016, Резервуар для нефти, наливная эстакада.

Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 15.00326043 г/сек и 98.361396 т/период.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу от стационарных источников приведен в таблице 1.8.2-1 и 1.8.2-2.

Таблица 1.8.2-1- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Северный Нуралы (2029 г. - максимальная добыча нефти)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00885	0.00535	0.13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000762	0.00046	0.46
0148	1,3-Дихлор-1,3,5-триазин-2,4,6(1Н,3Н,5Н) трион натрия				0.03		0.0000001225	0.0000038	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.95032633333	8.521796	27.951
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.15442806667	5.856606	3.028025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.06180555555	2.1048851172	1.3968
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.14833333333	3.9446246	3.492
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000000457	0.0182319642	0.0002775
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.77738888889	10.3917	0.30485667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000621	0.000375	0.075
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		4.9744301097	7.8215865894	0.44095845
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		2.53712064	5.154914516	0.27183048
0501	Пентилены (460)		1.5			4	0.0902	0.000908	0.00060533
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.09131678	0.1071840245	1.07184024
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.013071468	0.0335301977	0.16765099
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.083472706	0.1257853454	0.1127281
0627	Этилбензол (675)		0.02			3	0.002165	0.00002178	0.001089
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000148333	0.0000026056	2.605635
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.01483333333	0.02400903	1.746
2704	Бензин (60)		5	1.5		4	0.4395566362	0.2401	0.16006667
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель		1			4	1.10753666	8.735441	7.735441

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

РПК-265П) (10)									
В С Е Г О от 1 скв. :							12.8336673	53.08751557	
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.2-2- Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	3	4	5	6	7	от 1-ой скважины		от 5-ти скважин	
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.021233	0.003546	0.021233	0.01773
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.001665	0.000278	0.001665	0.00139
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.727365	25.6976725	1.727365	128.4883625
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.82888051	25.610355	4.82888051	128.051775
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.28209	12.342706578	1.28209	61.71353289
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.65227	4.0333	1.65227	20.1665
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00001693	0.00001668	0.00001693	0.0000834
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	5.571392	0.637616	27.85696
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.001421	0.0002372	0.001421	0.001186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.0015274	0.000255	0.0015274	0.001275
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0000409	0.000026	0.0000409	0.00013
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.144434	0.13166	0.144434	0.6583
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.546806	11.064206	0.546806	55.32103
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.546806	11.064206	0.546806	55.32103
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002166	0.000146	0.0002166	0.00073

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.52505051	2.8281835953	3.52505051	14.1409179765
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.025956
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinkер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.07022158	0.005571	0.07022158	0.027855
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.01224
В С Е Г О :							15.00326043	98.3613967533	15.00326043	491.806983766

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р.

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

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 1.8.2-2

Таблица 1.8.2-2

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
При СМР, бурении, испытании скважин				
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	0,0001056
			Всего:	6,78151056
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 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000003542
			Всего:	11,43573554
ИТОГО:				18,2172461

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

Код вещества	Наименование вещества	ПДКм.р, ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс веществ, т/год
При СМР, бурении, испытании				
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 ⁻⁶	1	0,000014102
Всего:				18,2172461

Передвижными источниками за период проведения работ в атмосферу выбрасывается:

- При СМР, бурении, испытании: 18,2172461 тонн.

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов от 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 разведки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разведочных работ на участке проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими действующими методиками:

- 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 эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников 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.

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 проведении работ, 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.

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении разведочных работ 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.

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 разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка в пределах допустимых стандартов.

Воздействие на водные объекты

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 50 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вид водопользования: общее, качество необходимой воды – питьевые и технические нужды.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из скважины № 2 АР (м/р Арыскуп).

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 80 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. - Питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г. Кызылорда - 150-300 км, п. Кумколь 100 км).; Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Водопотребление:

- При бурении скважины: общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: 341,1 м³/1скв., в т.ч. воды питьевого качества: 178,4 м³/1скв. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на технические нужды за период бурения одной скважины составит: 599,1 м³/1скв.

- При разработке месторождении для хозяйственно-бытовых и питьевых вод - 1511 м³/год, для технических нужд 3051,4 м³/год.

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;

- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического фундамента и мезозой-кайназойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

Формирование подземных вод месторождения определяется взаимодействием нескольких факторов: климатических условий, характера рельефа местности, наличия рыхлого покрова, наличия тектонических нарушений и их коллекторских свойств.

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

Подземные воды имеют низкую минерализацию, в пределах 0,4-0,8 г/л. По химическому составу преобладают воды гидрокарбонатно-сульфатные, либо сульфатно-гидрокарбонатные, а по катионному составу - кальциево-натриевые, кальциево-магниевые. Общая жесткость вод невелика и не превышает, как правило, 4-8 мг-экв/л, достигая в отдельных случаях 16,8 мг- экв/л.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (1) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов

- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (9-27) - изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые).

Намечаемые работы будут строго производиться в пределах отведенного земельного участка. Прямого воздействия на состояние водных ресурсов (забор воды из поверхностных и подземных источников, сброс сточных вод) предприятием оказываться не будет.

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 нефтегазопрооявлений. 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 исключаяющей 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.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным марш-шрутам 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.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности 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.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключаящих

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

загрязнение рельефа углеводородами;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, 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 месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе разработки месторождения образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами в процессе разработки месторождения являются:

- промасленная ветошь;
- лом черных металлолов;
- огарки сварочных электродов;
- использованная тара из-под химреагентов;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные автошины;
- медицинские отходы;
- нефтешлам;
- отработанные люминесцентные лампы;
- коммунальные (ТБО) отходы.

Отходы производства и потребления

Промасленная ветошь относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO₂ – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4.

Перечень опасных свойств отходов: НР3 - 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.

Лом черных металлолов – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe₂O₃ – 89,12%, Al₂O₃ – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO₂, MnO, Na₂O, V₂O₅, Cr, Co, Mo. 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).

При сдаче металлоломом 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%): Fe₂O₃ – 79,2%, Al₂O₃ – 6,13%, MgO – 8,9% 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%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

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 относятся к «зеленому списку» отходов GO060. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe₂O₃ - 1,85%, SiO₂ – 1,6%. Класс опасности 5. 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.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

Твердые бытовые отходы (ТБО)

Расчетная методика: РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»

Расчет объема формирования ТБО производится по следующей формуле:

$$M = V_{\text{год}} * n,$$

где n – количество человек; по месторождению – 55.

V_{год} – 360 кг на 1 чел. в год для месторождения (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для кварталов с неблагоустроенным жилым фондом) и 1,06 м³/год на 1 чел. для офиса (норма согласно РНД 03.1.0.3.01-96 как для благоустроенного сектора).

Плотность отходов – 220 кг/м³.

Таким образом, возможное количество формирования ТБО в год ожидается в следующем объеме: Месторождение Мынтекте

$$M = 360 * 55 = 19800 \text{ кг/год или } 19,8 \text{ т/год}$$

Отработанные автошины

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Количество изношенных автомобильных шин определяется согласно п.2.26 расчетной методики по следующей формуле:

$$M_{\text{отх}} = 0,001 * \text{Пср} * K * k * M / H, \text{ т/год}$$

где: k – количество шин;

M – масса шин (принимается в зависимости от марки шины);

K – количество машин;

Пср. – среднегодовой пробег машины (тыс.км);

H – нормативный пробег для шин (тыс.км)

Расчет образования изношенных шин

№	Марка машин	Кол-во машин	Кол-во шин на 1 машине	Среднегодовой пробег, тыс.км	Масса шин, кг	Нормативный пробег для шин, тыс.км	Итого вес изношенных шин, т/год
		K	k	Пср.	M	H	
1	Легковые	12	4	20,0	6	50,0	0,1152
2	Грузовые	1	6	2,0	15	50,0	0,0036
	Всего:	13					0,119

Лом черных металлов

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г. Норма образования лома при ремонте автотранспорта рассчитывается по формуле п.2.19 расчетной методики:

$$N = n * \alpha * M, \text{ т/год}$$

где: n – число единиц конкретного вида транспорта, использованного в течение года;

α – нормативный коэффициент образования лома (для легкового транспорта $\alpha=0,016$, для грузового транспорта $\alpha=0,016$);

M – масса металла (тонн) на единицу автотранспорта (для легкового транспорта

M=1,33, для грузового транспорта M=4,74).

Расчет образования лома черных металлов

№	Марка машин	Кол-во машин, n	Нормативный коэффициент, α	Масса металла, тонн M	Норма образования лома, т/год
1	Легковые	12	0,016	1,33	0,255
2	Грузовые	1	0,016	4,74	0,076
	ИТОГО	13			0,331

Также лом образуется при ремонте технологического оборудования. Объем образования принимается по факту и может составить 2,5 т/год.

Итого объем лома черных металлов составит: $0,331 + 2,5 = 2,831$ т/год

Огарки сварочных электродов

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г. Норма образования отхода составляет согласно п.2.22 расчетной методики:

$$N = \text{Мост} * \alpha, \text{ т/год}$$

где: N – норма образования отхода, т/год

Мост – фактический расход электродов, 450 кг/год или 0,45 т/год

α – остаток электрода, $\alpha = 0,015$.

$$N = 0,45 * 0,015 = 0,00675 \text{ т/год}$$

Отработанные масла

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г. Расчет количества отработанного моторного масла (N) выполнен с использованием формулы п.2.4 расчетной методики:

$$N = (Nb + Nd) * 0,25,$$

где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

Nd – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта и генераторов на дизельном топливе; $Nd = Yd * Hd * \rho$, где Yd – расход дизельного топлива за год, м3; Hd – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м3.

Nb – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине; $Nb = Yb * Hb * \rho$, где Yb – расход бензина за год, м3; Hb – норма расхода масла, 0,024 л/л расхода топлива.

Расчет образования отработанного моторного масла на

Расход бензина за год, м ³	Норма расхода масла	Плотность моторного масла	Нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине	Расход дизельного топлива за год, м ³	Норма расхода масла	Нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе	Количество отработанного масла, тонн
Y _б	N _б	ρ	N _б =Y _б *N _б *ρ	Y _д	N _д	N _д =Y _д *N _д *ρ	N=(N _б +N _д)*0,25
15,0	0,024	0,93	0,335	0,1	0,032	0,003	0,085

При техническом обслуживании газопоршневых генераторов (ГПГ), образуется отработанное моторное масло, за счет работы газового двигателя. Объем образования отработанного масла при работе ГПГ рассчитывается по формуле: $N = Y * N * \rho * 0,25$

Расчет образования отработанного моторного масла на

Наименование установки	Количество	Расход масла, м ³ /год	Норма расхода масла	Плотность моторного масла	Доля потери масла	Количество отработанного масла, тонн
газогенератор «SHENG DONG 500GJ1-PWT-ESM3»	2	Y	N	ρ		N
		2,4	2,4	0,93	0,25	1,339

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

В процессе эксплуатации автотранспорта, спецтехники и генераторов выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку имеющие лицензию.

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n_i) для группы (i) автотранспорта и спецтехники, срока (τ) фактической эксплуатации (3 года), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

$$N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год}$$

Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей

№	Тип автомашины/ спецтехники/ оборудования	Всего аккумуляторов n, шт.	Масса одной батареи, m _i кг	Норматив зачета, α %	Срок факт. эксплуатации, τ	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т/год
1	Легковые	12	8	100	3 года	0,032
2	Грузовые	1	12	100	3 года	0,004
	Итого:	13				0,036

Нефтешлам

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Формирование нефтешлама происходит при зачистке резервуаров, после хранения подготовленной нефти.

Объем, образующегося ежегодно нефтешлама при зачистке резервуаров рассчитан согласно п.2.7 расчетной методики по следующей формуле:

$$M = M1 + M2,$$

где M1 – количество отхода, налипшего на стенках резервуара, $M1 = K * S$ (S – поверхность налипания, м²; K – коэффициент налипания, кг/м². $K = 1,149 * \nu^{0,233}$, где ν – кинематическая вязкость, сСт). Для вертикальных цилиндрических резервуаров $S = 2 * \pi * R * H$ (R – радиус резервуара, м; H – высота смоченной поверхности стенки, м).

M2 – количество отхода на днище резервуара, $M2 = \pi * R^2 * H * \rho * 0,68$ (H – высота слоя осадка, 0,68 – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

Плотность нефтешлама (согласно анализа) – 901,7 кг/м³ или 0,9017 т/м³.

$$K = 1,149 * 20,13^{0,233} = 1,149 * 2,013 = 2,313 \text{ кг/м}^2$$

$$S = 2 * 3,14 * 10 * 10 = 628 \text{ м}^2$$

$$M1 = 2,313 * 628 = 1452,564 / 1000 = 1,452 \text{ тонн}$$

$$M2 = 3,14 * 10^2 * 0,2 * 0,9017 * 0,68 = 30,0 \text{ тонн}$$

Тара из-под химреагентов

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Расчет образования отходов выполнен на основании п.2.49 расчетной методики:

$$M = N * m, \text{ т/год}$$

где: М – норма образования отходов;

N – количество тары, шт./год;

m – средняя масса тары, тонн.

где: N – 5 шт./год

m – 0,02 тонны

Итого, планируется следующее образование отхода:

$$M = 5 * 0,02 = 0,1 \text{ тонн}$$

Промасленная ветошь

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей оборудования, в результате эксплуатации и проведения технического обслуживания различного вида техники, оборудования и транспорта.

Для отреза ткани связь между весом отреза и количеством погонных метров отреза очевидно выражается следующим образом:

метраж = ширина (м) / вес одного погонного метра ткани (кг/м2),

где вес одного погонного метра = плотность (кг/м2) * ширину (м)

плотность ткани 240 г/м2 (или 0,24 кг/м2)

ширина 180 см (или 1,8 м)

Узнаем вес одного погонного метра ткани = 0,24 * 1,8 = 0,432 кг

Количество метров ткани в год = 400

Итого вес составит: 0,432 кг * 400 м = 172,8 кг/год (или 0,1728 т/год)

Состав промасленной ветоши (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет образования промасленной ветоши произведен в соответствии с формулой п. 2.32 расчетной методики:

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год},$$

где: M_o – поступающее количество ветоши, т/год, M_o = 0,1728;

M – норматив содержания в ветоши масел, M = 0,12 * M_o;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, W = 0,15 * M_o;

$$M = 0,12 * 0,1728 = 0,020736$$

$$W = 0,15 * 0,1728 = 0,02592$$

$$N = 0,1728 + 0,020736 + 0,02592 = 0,219 \text{ т/год}$$

Медицинские отходы (отходы медпункта)

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Расчет образования медицинских отходов выполнен по п.2.5.1 расчетной методики, в соответствии с которым норма образования отходов определяется из расчета 0,0001 тонн на человека.

Таким образом, возможный объем образования медицинских отходов в год составит:

$$M_{\text{мед.}} = 55 \text{ чел.} * 0,0001 \text{ тонн} = 0,0055 \text{ тонн/год}$$

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период разработки месторождения

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	54,66125
в том числе:		
отходов производства	-	34,86125
отходов потребления	-	19,8
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,339
Промасленная ветошь	-	0,219
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,36

Тара из-под химреагентов	-	0,1
Медицинские отходы	-	0,0055
Нефтешлам	-	30
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	19,8
Лом черных металлов, тонн	-	2,831
Огарки использованных электродов	-	0,00675

При строительстве 1-ой скважины:

- опасные отходы - 1009,41184 т: в т.ч.,
- отходы бурения (БШ и ОБР) образуются в процессе бурения скважины – 674,42 т/период,
 - буровые сточные воды (БСВ) – 78,83568 т/период,
 - использованная тара из-под химреагентов образуются при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках – 1,44 т/период,
 - промасленная ветошь (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами) образуются при обслуживании автотранспорта, дизельных и буровых установок, станков - 0,0254 т/период,
 - отработанные масла образуются при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов - 1,64 т/период,
 - отходы ГРП – 241,264 т/период,
 - медицинские отходы - 0,0066 т/период;
 - отходы сварки (огарки сварочных электродов) - отходы производства, образуются в процессе сварочных работ - 0,0042 т/период;
 - смешанные металлы (металлолом) – отходы производства, образуются в процессе строительных работ – 0,65 т/период;
 - смешанные коммунальные отходы (коммунальные отходы) - отходы потребления, образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала – 11,126 т/период.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период строительства скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		от 1-ой скважины	от 5-ти скважин
Всего	-	1009,41184	5047,0592
в том числе:			
отходов производства	-	998,28588	4991,4294
отходов потребления	-	11,126	55,63
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	1,64	8,2
Буровой шлам и ОБР		674,42	3372,1
БСВ		78,83568	394,1784
Промасленная ветошь	-	0,0254	0,127
Тара из-под химреагентов	-	1,44	7,2
Медицинские отходы	-	0,0066	0,033
Отходы ГРП	-	241,264	1206,32
Неопасные отходы			
ТБО, тонн	-	11,126	55,63
Лом черных металлов, тонн	-	0,65	3,25
Огарки использованных электродов	-	0,0042	0,021

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Нефтешлам	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
Тара из-под реагентов	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Лом черных металлов	17 04 07	Сортируются и собираются в специальноотведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специальноотведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные автошины	16 01 03	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Буровые отходы (шлам, ОБР и БСВ)	01 05 05* 01 05 06*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Передача отходов предусматривается в специализированных организациях имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления утвержденным приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

1.9.4. 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 контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на 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. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.5. 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

Социально-экономическая структура

Территория проведения проектируемых работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется вдовольно 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 Актыбинской, 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. Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р.Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актыбинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юговостоке 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.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономикогеографическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

Социально-демографические показатели

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022 г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области - на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 37,3%.

При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021г. - 196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30 (8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных и паразитарных болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021г. – 13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022г. на предприятия было принято 2775 человек. Выбыло по различным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов. Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников). Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511 человек, уровень безработицы – 4,9%. Численность занятого населения 2) составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человек, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человек, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях – 295542 тенге.

С 1 января 2023 г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие – на 8,1%, картофель – на 4,7%, рис – на 2,8%, изделия из мяса – на 1,7%, макаронные изделия – на 1,6%, рыбу и морепродукты – на 1,3%, молочные продукты – на 1,1%, безалкогольные напитки – на 1%, муку – на 0,9%, сыр и творог – на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия – по 0,7%, фрукты свежие – на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия – по 0,3%, масла и жиры – на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар – на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства – на 1%, одежду и обувь – на 0,8%, предметы домашнего обихода – на 0,7%, бытовые приборы – на

0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования - на 0,1%.

Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин - на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, аренда жилья - на 2,9%, рестораны и гостиницы - на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%, железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищнокоммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (по предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема

ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023г. составила 21,1%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,5%), на третьем - образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т. е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к

уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%. В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в январе 2022г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 15,5%.

Реальный сектор экономики

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023 г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн. тенге.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий (219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г. составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%.

За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 64895,5 млн. тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октября 2021 г. на 1,4%.

Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной. За январь-декабрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 28543 (в соответствующем периоде 2021 года - 30176) случаев на 100 тыс населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6315 (16042) случаев, острые кишечные инфекции – 1838 (893) и туберкулез органов дыхания – 407 (379) случаев.

В декабре 2022 г. наибольшее распространение получили такие инфекционные заболевания, как острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная – 1797 зарегистрированных случаев, функциональная диарея – 70 случаев.

За декабрь 2022 г в области зарегистрировано 112 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 37 случаев в сельской местности.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием

органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Формирование вариантов при разработке «Проекта разработки месторождения Северный Нуралы (по состоянию на 02.01.2023 г.)» основывается на сравнительной техникоэколого - экономической оценке вариантов разработки. Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

1 вариант – 2023 – 2048 гг

2 вариант – 2023 - 2068 гг.

3 вариант – 2023 - 2049 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

1 вариант – 428,2 млн.тг.

2 вариант – 2521,7 млн. тг.

3 вариант – 2298,9 млн. тг.

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

вариант 1 – 4096,3 млн. тг.

вариант 2 – 12156,5 млн. тг.

вариант 3 – 18081,0 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за прибыльный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

вариант 1 – 228,0 млн. тг.

вариант 2 – 4178,3 млн. тг.

вариант 3 – 3612,0 млн. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Северный Нуралы приведены в таблице 3-1.

Таблица 3-1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Рентабельный период	период	2023 - 2048	2023 - 2068	2023 - 2049
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	53	119	107
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	2,9	21,8	28,0
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	236,7	236,7	236,7
Ввод новых скважин из бурения	шт	0	5	5

Нефтедобывающих	шт	0	5	5
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	42	357	334
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	456	771	748
добыча жидкости	тыс. т	1 136	3 826	2 342
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	1 585	4 275	2 791
закачка воды	тыс. м3	1 754	4 536	3 095
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	2 933	5 715	4 275
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,075	0,127	0,123
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	98,18%	99,01%	95,42%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг..	5 367,0	51 012,1	42 540,6
Капитальные затраты	млн. тг..	428,2	2 521,7	2 298,9
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг..	4 096,3	12 156,5	18 081,0
производственные расходы	млн. тг..	1 999,8	5 996,1	12 974,9
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг..	740,3	3 194,9	2 394,4
непроизводственные расходы	млн. тг..	1 356,3	2 965,6	2 711,8
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг..	4 529,8	14 696,5	20 331,1
Поток денежной наличности	млн. тг..	659,9	16 195,4	11 896,1
Поступления Государства	млн. тг..	891,9	22 845,9	12 275,8
Чистая приведенная стоимость (10%)	млн. тг..	228,0	4 178,3	3 612,0
Дисконтированные Поступления Государства(10%)	млн. тг..	359,5	6 262,8	5 003,0

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 3 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Северный Нуралы по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

Прогнозные технологические показатели разработки для эксплуатационных объектов рассчитаны по методике «ТатНИПИнефть».

Технологические показатели вариантов разработки определены без учета отборов нефти, газа и жидкости из резервных скважин.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1.1 – 4.1.2 по месторождению в целом, объектам и блокам эксплуатационных объектов. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

Как уже отмечалось в предыдущих главах, в рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения Северный Нуралы, рассмотрены три основных варианта дальнейшей разработки.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2023 – 2048 гг
- 2 вариант – 2023 - 2068 гг.
- 3 вариант – 2023 - 2049 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 428,2 млн.тг.
- 2 вариант – 2521,7 млн. тг.
- 3 вариант – 2298,9 млн. тг.

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 4096,3 млн. тг.
- вариант 2 – 12156,5 млн. тг.
- вариант 3 – 18081,0 млн. тг.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за прибыльный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- вариант 1 – 228,0 млн. тг.
- вариант 2 – 4178,3 млн. тг.
- вариант 3 – 3612,0 млн. тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод скважин из консервации и наблюдательного фонда	Перевод скважин под нагнетание	Фонд скважин с нач. разраб.	Эксплуатация бурения с нач. разраб. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд водо-нагн.скважин	Средне-годовой дебит		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут			
	все го	добыв. из бур	нагнет. из бур					на конец периода	на конец пер.	на 1 скважину								
											все го		нагнет.	всего		мех-х	нефт. и т/с	жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
2023	0	0	0	2	1	32	71,9	3	0	5	5	7	1,0	11,5	97,5			
2024	0	0	0	0	0	32	71,9	0	0	5	5	7	0,9	11,6	88,1			
2025	0	0	0	2	0	32	71,9	0	0	7	7	7	0,9	13,6	79,3			
2026	0	0	0	2	0	32	71,9	0	0	9	9	7	0,9	16,8	68,8			
2027	2	2	0	0	0	34	76,4	0	0	11	11	7	5,0	21,0	63,0			
2028	2	2	0	0	0	36	80,9	0	0	13	13	7	4,7	22,6	56,0			
2029	1	1	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	7	4,5	24,6	51,7			

2030	0	0	0	0	0	37	83,2	1	1	14	14	6	4,3	24,6	60,0
2031	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	4,0	24,5	59,7
2032	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	3,8	24,5	59,5
2033	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	3,6	24,5	59,3
2034	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	3,4	24,5	59,0
2035	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	3,2	24,5	58,8
2036	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	14	14	6	3,1	24,5	58,6
2037	0	0	0	0	0	37	83,2	1	1	14	14	5	2,9	24,5	70,1
2038	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	13	13	5	2,8	24,5	64,9
2039	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	13	13	5	2,6	24,5	64,7
2040	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	13	13	5	2,5	24,5	64,5
2041	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	13	13	5	2,4	24,5	64,3
2042	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	12	12	5	2,2	24,5	59,2
2043	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	12	12	5	2,1	24,5	59,1
2044	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	12	12	5	2,0	24,5	59,0
2045	0	0	0	0	0	37	83,2	1	1	12	12	4	1,9	24,5	73,5
2046	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	11	11	4	1,8	24,5	67,3
2047	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	11	11	4	1,7	24,5	67,1
2048	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	11	11	4	1,6	24,5	67,0
2049	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	11	11	4	1,5	24,5	66,9
2050	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	10	10	4	1,4	24,5	60,7
2051	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	10	10	4	1,4	24,5	60,6
2052	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	10	10	4	1,3	24,5	60,5
2053	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	10	10	4	1,2	24,5	60,4
2054	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	9	9	4	1,2	24,5	54,3
2055	0	0	0	0	0	37	83,2	1	1	9	9	3	1,1	24,5	72,3
2056	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	9	9	3	1,0	24,5	72,1
2057	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	8	8	3	0,9	24,5	63,9
2058	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	8	8	3	0,8	24,5	63,8
2059	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	8	8	3	0,7	24,5	63,7
2060	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	7	7	3	0,6	24,5	55,6
2061	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	7	7	3	0,5	24,5	55,6
2062	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	7	7	3	0,5	24,5	55,5
2063	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	6	6	3	0,4	24,5	47,5
2064	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	6	6	3	0,4	24,5	47,4
2065	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	6	6	3	0,3	24,5	47,4
2066	0	0	0	0	0	37	83,2	1	0	5	5	3	0,3	24,5	39,5
2067	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	5	5	3	0,3	24,5	39,4
2068	0	0	0	0	0	37	83,2	0	0	5	5	3	0,2	24,5	39,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Нак. опл. добыча нефт. тыс.т	Отбор извл. эк. запасов %	Кэф. неф. извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенс. отбора закачк. %	Добыча нефтяного газа	
		начальн.	текущих				все го ты с.т	мех.спос. тыс.т	все го ты с.т	мех.спос. тыс.т		год о ва я тыс .м3	нак опл . тыс .м3		год о ва я млн .м3	нак опл . млн .м3
		%	%				8	9	10	11		13	14		16	17
2023	1,647	0,2	0,5	415,6	53,9	0,068	20,0	20,0	468,8	468,8	91,765	236,7	1415,8	1181,0	1,1	446,155
2024	0,815	0,1	0,2	416,4	54,0	0,069	10,0	10,0	478,9	478,9	91,881	106,9	1522,7	1062,9	0,5	446,697
2025	2,260	0,3	0,6	418,7	54,3	0,069	33,1	33,1	511,9	511,9	93,165	192,4	1715,1	584,6	1,5	448,191
202	2,87	0,4	0,8	421,	54,7	0,06	52,	52,6	564,	564,5	94,5	167,	188	321,	1,9	450,

6	7			6		9	6		5		27	1	2,2	5		084
202	19,1			440,		0,07	80,		644,		76,1	152,	203	176,		462,
7	21	2,5	5,5	7	57,2	3	1	80,1	6	644,6	76	8	5,0	8	12,5	600
202	21,4	2,8	6,5	462,		0,07	102		746,			135,	217	125,		476,
8				1	59,9	6	,1	102,1	7	746,7	79,1	9	0,8	0	13,9	542
202	21,8	2,8	7,1	483,		0,08	119		865,			125,	229	100,		490,
9				9	62,8	0	,2	119,2	9	865,9	81,7	4	6,2	0	14,2	697
203	20,7	2,7	7,2	504,		0,08	119		985,			124,	242	100,		504,
0				6	65,5	3	,2	119,2	2	985,2	82,7	8	1,0	0	13,3	042
203	19,6	2,5	7,4	524,		0,08	119		1104			124,	254	100,		516,
1				2	68,0	6	,2	119,2	,4	1104,4	83,6	3	5,3	0	12,6	626
203	18,6	2,4	7,5	542,		0,08	119		1223			123,	266	100,		528,
2				8	70,4	9	,2	119,2	,6	1223,6	84,4	7	9,0	0	11,9	491
203	17,6	2,3	7,7	560,		0,09	119		1342			123,	279	100,		539,
3				4	72,7	2	,2	119,2	,8	1342,8	85,3	3	2,3	0	11,2	679
203	16,7	2,2	7,9	577,		0,09	119		1462			122,	291	100,		550,
4				1	74,9	5	,2	119,2	,0	1462,0	86,0	8	5,1	0	10,5	228
203	15,8	2,1	8,2	592,		0,09	119		1581			122,	303	100,		560,
5				9	76,9	8	,2	119,2	,2	1581,2	86,8	3	7,4	0	9,9	175
203	15,0	1,9	8,4	607,		0,10	119		1700			121,	315	100,		569,
6				9	78,8	0	,2	119,2	,3	1700,3	87,5	9	9,4	0	9,4	554
203	14,2	1,8	8,7	622,		0,10	119		1819			121,	328	100,		578,
7				1	80,7	2	,2	119,2	,5	1819,5	88,1	5	0,9	0	8,8	398
203	12,5	1,6	8,4	634,		0,10	110		1930			112,	339	100,		586,
8				6	82,3	5	,6	110,6	,1	1930,1	88,7	5	3,4	0	7,7	143
203	11,8	1,5	8,7	646,		0,10	110		2040			112,	350	100,		593,
9				5	83,9	7	,6	110,6	,7	2040,7	89,3	2	5,5	0	7,3	448
204	11,2	1,5	9,0	657,		0,10	110		2151			111,	361	100,		600,
0				7	85,3	8	,6	110,6	,4	2151,4	89,9	8	7,4	0	6,9	335
204	10,6	1,4	9,4	668,		0,11	110		2262			111,	372	100,		606,
1				4	86,7	0	,6	110,6	,0	2262,0	90,4	5	8,9	0	6,5	830
204	9,3	1,2	9,1	677,		0,11	102		2364			102,	383	100,		612,
2				7	87,9	2	,1	102,1	,0	2364,0	90,9	7	1,6	0	5,7	486
204	8,8	1,1	9,4	686,		0,11	102		2466			102,	393	100,		617,
3				5	89,0	3	,0	102,0	,1	2466,1	91,4	4	4,0	0	5,3	790
204	8,3	1,1	9,8	694,		0,11	102		2568			102,	403	100,		622,
4				8	90,1	4	,0	102,0	,1	2568,1	91,8	2	6,2	0	5,0	790
204	7,9	1,0	10,3	702,		0,11	102		2670			102,	413	100,		627,
5				7	91,1	6	,0	102,0	,1	2670,1	92,3	0	8,2	0	4,7	504
204	6,8	0,9	10,0	709,		0,11	93,		2763				423	100,		631,
6				5	92,0	7	5	93,5	,6	2763,6	92,7	93,3	1,5	0	4,1	578
204	6,5	0,8	10,5	716,		0,11	93,		2857				432	100,		635,
7				0	92,9	8	5	93,5	,1	2857,1	93,1	93,1	4,6	0	3,8	419
204	6,1	0,8	11,2	722,		0,11	93,		2950				441	100,		639,
8				1	93,7	9	5	93,5	,5	2950,5	93,4	92,9	7,5	0	3,6	039
204	5,8	0,8	11,9	728,		0,12	93,		3044				451	100,		642,
9				0	94,4	0	5	93,5	,0	3044,0	93,8	92,8	0,3	0	3,4	453
205	5,0	0,7	11,7	733,		0,12	85,		3129				459	100,		645,
0				0	95,1	1	0	85,0	,0	3129,0	94,0	97	4,5	0	2,9	378
205	4,8	0,6	12,5	737,		0,12	85,		3213			94,4	467	100,		648,
1				7	95,7	2	0	85,0	,9	3213,9	94,4	06	8,5	0	2,8	137
205	4,5	0,6	13,5	742,		0,12	84,		3298			94,6	476	100,		650,
2				2	96,3	2	9	84,9	,9	3298,9	99	83,9	2,4	0	2,6	737
205	4,3	0,6	14,8	746,		0,12	84,		3383			94,9	484	100,		653,
3				5	96,8	3	9	84,9	,8	3383,8	77	83,8	6,2	0	2,5	188
205	3,6	0,5	14,8	750,		0,12	76,		3460			95,2	492	100,		655,
4				1	97,3	4	4	76,4	,2	3460,2	40	75,3	1,5	0	2,1	268
205	3,4	0,4	16,5	753,		0,12	76,		3536				499	100,		657,
5				6	97,7	4	4	76,4	,7	3536,7	95,5	75,2	6,7	0	2,0	229
205	3,1	0,4	17,6	756,		0,12	76,		3613				507	100,		658,
6				6	98,1	5	4	76,4	,1	3613,1	96,0	75,0	1,7	0	1,7	965
205	2,4	0,3	16,9	759,		0,12	67,		3681				513	100,		660,
7				1	98,5	5	9	67,9	,0	3681,0	96,4	66,5	8,2	0	1,4	331
205	2,2	0,3	18,1	761,		0,12	67,		3748				520	100,		661,
8				2	98,7	5	9	67,9	,9	3748,9	96,8	66,4	4,5	0	1,2	540
205	1,9	0,2	19,6	763,		0,12	67,		3816				527	100,		662,
9				1	99,0	6	9	67,9	,8	3816,8	97,1	73	66,2	0	1,1	610

2060	1,5	0,2	19,0	764,6	99,2	0,126	59,4	59,4	3876,2	3876,2	97,485	57,9	5328,7	100,0	0,8	663,439
2061	1,3	0,2	20,9	766,0	99,3	0,126	59,4	59,4	3935,7	3935,7	97,762	57,8	5386,4	100,0	0,7	664,173
2062	1,2	0,2	23,5	767,2	99,5	0,126	59,4	59,4	3995,1	3995,1	98,009	57,7	5444,1	100,0	0,6	664,823
2063	0,9	0,1	23,4	768,1	99,6	0,127	50,9	50,9	4046,0	4046,0	98,228	49,4	5493,5	100,0	0,5	665,316
2064	0,8	0,1	27,2	768,9	99,7	0,127	50,9	50,9	4096,9	4096,9	98,4	49,3	5542,9	100,0	0,4	665,752
2065	0,7	0,1	33,3	769,6	99,8	0,127	50,9	50,9	4147,8	4147,8	98,6	49,3	5592,2	100,0	0,4	666,139
2066	0,5	0,1	37,0	770,1	99,9	0,127	42,4	42,4	4190,2	4190,2	98,8	41,0	5633,2	100,0	0,3	666,423
2067	0,5	0,1	52,2	770,6	99,9	0,127	42,4	42,4	4232,6	4232,6	98,9	41,0	5674,2	100,0	0,3	666,676
2068	0,419	0,1	97,3	771,0	100,0	0,127	42,4	42,4	4275,0	4275,0	99,012	41,0	5715,2	100,0	0,2	666,899

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2023 – 2048 гг
- 2 вариант – 2023 - 2068 гг.
- 3 вариант – 2023 - 2049 гг.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Северный Нуралы, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

4.3. Различная последовательность работ

Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. Промышленная разработка фактически осуществляется с поддержанием пластового давления. Поэтому, в качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант с ППД и с дополнительным вводом 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. Плотность сетки скважин составит 9 га/скв.

При этом общий фонд составит 16 ед. из них: добывающий фонд составит 9 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 2 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает ввод 6 добывающих скважин из наблюдательного фонда, бурение 5 проектных добывающих скважин, а также перевод одной добывающей скважины под нагнетание. При этом общий фонд составит 21 ед. из них: добывающий фонд составит 14 ед и нагнетательный фонд составит 7 ед.

Вариант 3. Данный вариант аналогично второму варианту, предусмотрено применение с полимерным заводнением.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Северный Нуралы, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин, плотностью сетки и методами воздействия. При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Северный Нуралы для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима;
- объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям.
- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и подготовки необходимо учитывать:

- Устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, температуру застывания);
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- конфигурацию месторождения;
- схему расположения добывающих скважин;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В 2021г. Компанией ТОО «Смарт Инжиниринг» составлен отчет «Анализ разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 01.07.2021 г». Отчет рассмотрен на заседании ЦКРР РК и утвержден (Протокол №) [9]

В 2022г. Компанией ТОО «Смарт Инжиниринг» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы по состоянию изученности на 02.01.2021 г». Отчет рассмотрен в ГКЗ РК и был утвержден (Протокол №2429-22-У от 19 мая 2022 г.). [10] На заседании устранены замечания ГКЗ РК предыдущего отчета «Пересчета запасов...» [9] на месторождении выполнен следующий объем работ:

- В 2020 г компанией АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы по состоянию на 01.09.2020 г.» и рассмотрен в МД Южказнедра (Протокол №849 от 29.10.2020 г);

- дополнительно пробурена одна скважина №245;
- дополнительно опробовано 2 объекта в 2-х скважинах №108 и 245;
- дополнительно отобраны и изучены 7 поверхностные пробы нефти в 7-ми скважинах №9, 108, 110, 115, 122, 214 и 131;

- дополнительно проведен анализ нефти в пластовых условиях по одной пробе в скважине №219;

- дополнительно изучен компонентный состав газа по одной пробе из скважины №219;

- дополнительно изучен физико-химический состав пластовых вод по 3-м пробам в скважинах №СН-4, 230, 245;

- проведен стандартный анализ керна.

После последнего утвержденного отчета –ПЗ-2009г. по состоянию изученности на 02.01.2021 г. на месторождении проведен следующий комплекс работ:

- пробурено 21 эксплуатационных скважин. Общий фонд пробуренных скважин составил 36 ед.;

- проведена обработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д, выполнен отчет «Переинтерпретация сейсмических данных 3Д в пределах месторождения Северный Нуралы, по результатам уточнены структурные карты по отражающим горизонтам;

- проведена увязка данных бурения скважин с данными сейсморазведки 3Д, в результате уточнилось геологическое строение месторождения и положения тектонических нарушений;

- керн дополнительно отобран из скважин (№№ ...). Суммарная проходка по этим скважинам составила 23.9 м, вынос керна 18.4 м или 77%. В результате проведенных работ уточнены нижние пределы емкостно-фильтрационных параметров коллекторов (пористости, глинистости и насыщенности) продуктивных горизонтов;

- опробовано 50 объектов в 25 скважинах, всего на месторождении опробовано 76 объектов в 34 скважинах;

- свойства нефти изучены в поверхностных условиях дополнительно изучены по 24 пробам, всего изучено 27 проб из 20 скв;

- свойства нефти в пластовых условиях дополнительно изучены по 7 пробам, всего изучено 20 проб из 13 скв.;

- физико-химическое исследование проб пластовых вод проведено по 19 пробам воды, всего изучено по 36 проб из 11-ти скв;

На основании вышеназванного утвержденного отчета по пересчету запасов нефти и растворенного газа [10], разработан настоящий проектный документ месторождения Северный Нуралы, в рамках которого предусматривается выделение двух основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный пласт «А» J2kr;

- II-й эксплуатационный объект – продуктивный пласт «Б» J1-2ds.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Северный Нуралы, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения

продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые проектные решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Настоящий «Проект разработки месторождения Северный Нуралы по состоянию на по состоянию на 02.01.2023 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

Согласно отчету по «Подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Нуралы» по состоянию изученности на 02.01.2021 г. (Протокол ГКЗ №2429-22-У от 19.05.2021 г.) [1], запасы нефти в целом по месторождению составили:

По категории C1: геологические / извлекаемые запасы – 6070 / 771 тыс.т.

По категории C2: геологические / извлекаемые запасы – 505 / 43 тыс.т.

На дату анализа 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 413.958 тыс.т. Отбор от извлекаемых запасов составил 53.7%. Текущая нефтеотдача составила 6.8%.

Как уже было отмечено выше, фактически на месторождении Северный Нуралы в разработке участвовали только два горизонта (Пласт «А» J2kt и Пласт «Б» J1-2ds).

Для оценки эффективности реализуемой системы разработки месторождения и определения величин вовлеченных в разработку запасов нефти были построены и проанализированы характеристики вытеснения по различным эмпирическим методам, основанные на промысловых данных, учитывающих закономерность изменения текущей и накопленной добычи нефти в процессе их эксплуатации. Эти методы позволяют определить величины вовлеченных запасов нефти при существующих условиях разработки эксплуатационных объектов экстраполяцией до предельных рентабельных дебитов и обводненности продукции.

Анализ характеристик вытеснения позволил установить возможную величину извлечения запасов нефти по каждому объекту и по месторождению в целом и оценить разницу между вовлеченными и утвержденными извлекаемыми запасами эксплуатационных объектов.

В целом по месторождению (категория C1) накопленная добыча нефти от извлекаемых запасов составляет 53,7 %. Вовлеченные запасы нефти и остаточные извлекаемые запасы нефти составили, соответственно, 523.3 тыс. т и 109.3 тыс.т. При этом потенциальный КИН составит 0,086 д.ед.

Исходя из анализа выработки запасов следует, что текущая система разработки

низкоэффективная, что в свою очередь требует дополнительных мероприятий для достижения КИН. Однако, как уже было отмечено выше низкая эффективность системы разработки обусловлено с недостижением проектных дебитов принятых согласно рекомендуемым мероприятиям по регулированию процесса разработки (ГРП, СКО и другие). А также необходимо, что дополнительное бурение новых скважин не приведет к достижению КИН.

Месторождение находится в промышленной разработке с 2013г.

Месторождение находится на III стадии разработки.

На дату анализа разработка месторождения ведется согласно уточненным технологическим показателям Анализа разработки – 2021г. Утвержденным вторым вариантом разработки, с целью регулирования процесса разработки на период 2021-2023 гг. предусмотрен перевод одной скважины 109 под нагнетание. Бурение скважин на период 2021-2023 годы не предусмотрены.

На момент составления Настоящего проекта:

1. Реализация проектного фонда в утвержденный период 2020-2021г выполнена в полном объеме;

2. При сравнение проектных и фактических показателей наблюдается отставание по добыче нефти за 2021, данное отставание фактических объемов добычи нефти над проектными показателями, обусловлено отставанием фактического коэффициента эксплуатации добывающих скважин (0.56 д.ед. против 0.90 д.ед. по проекту), также необходимо отметить месторождения за 2022 год отработало 6 месяцев. Дебит нефти и обводненность находятся на уровне проектных значений. При этом, фактическое количество добывающих скважин на конец периода соответствует проектному значению (6 ед. против 5 ед. по проекту). Фактическое количество действующего фонда на конец периода отстает от проектного значения на 1 ед. (3 ед. против 4 ед. по проекту). Фактический фонд нагнетательных скважин ниже проектных на 1 ед. (6 ед против проектных 7 ед.).

3. На дату составления данного проектного документа 01.01.2023 г. из 3-х действующих скважин, в 1 скважине (№9 проводится фонтанный способ эксплуатации, и в 2 скважинах (№№131, 167) оборудованы (ШГН).

4. На дату составления проекта накопленная добыча в целом по месторождению составляет: нефти – 413,96 тыс.т, жидкости – 448,84 тыс.т, газа – 443,38 млн.м³ газа и закачка воды – 1179,0 тыс.м³;

5. На месторождении с целью поддержания пластового давления реализуется система разработки с внутриконтурным заводнением, система ППД организована 6 нагнетательными скважинами.

6. Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам анализа 32 глубинных проб и 7 рекомбинированных проб, отобранных из продуктивных горизонтов: VIII1 – 3 пробы, VIII2 – 6 проб, VIII3 – 15 проб, VIII4 – 1 проба, VIII5 – 5 проб, IX1 – 8 проб, VIII1-IX1 – 1 проба. Для характеристики физико-химических свойств нефти в стандартных условиях были использованы 29 поверхностных проб, отобранных из продуктивных горизонтов: VIII1 – 2 пробы, VIII2 – 5 проб, VIII3 – 8 проб, VIII4 – 3 пробы, VIII5 – 4 пробы, IX1 – 6 проб, VIII1-IX1 – 1 проба.

7. С начала разработки на месторождении проведены 71 ГДИС, из них 43 исследований КВД, КВУ и КПД по 21 скважинам, 28 исследований МУО по 15 скважинам.

За анализируемый период 2019 - 01.01.2023гг. было проведено 128 исследований пластового давления по 19-ти скважинам (№№2, 7, 9, 12, 110, 115, 117, 118, 119, 123, 133, 134, 139, 157, 167, 219, 228, 230, 245) (таблица 5.4.2.4), а также по 2 скважинам (№№110, 115) за анализируемый период было проведено 16 исследований забойного давления.

Начальное среднее приведенное пластовое давление по Карагансайской свите (Пласт А) можно считать максимальным (2002 г.), которое составило 21.3 МПа. Текущее приведенное пластовое давление составило 10.6 МПа. Снижение за весь период разработки составило 10,7МПа. По Дошанской (Пласт Б) свите среднее приведенное пластовое давление составило 21.2 МПа (2002 г.), текущее приведенное пластовое давление – 13,8 МПа. Снижение составило 7.4 МПа.

По состоянию на 01.01.2023г., в I объекте пластовое давление в добывающих скважинах в среднем составляет 12,8 МПа. Забойное давление в среднем составляет 6,1 Мпа. Депрессия в среднем составляет 6,7 Мпа.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией,

водоснабжением и водоотведением).

Месторождение Северный Нуралы административно относится к Улытаускому району, Карагандинской области Республики Казахстан и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами 46025/21// - 46019/17// с.ш. и 65030/21// - 65032/26// в.д.

Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130км), Жусалы (125км), Карсакапай (210км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляет соответственно 140 и 260 км.

В непосредственной близости от месторождения Северный Нуралы (в 5-7км к северо-востоку) расположен вахтовый поселок АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», эксплуатирующий месторождения Кумколь, Восточный и Южный Кумколь. Между собой эти месторождения связаны грунтовыми дорогами.

Остальные дороги в районе месторождения Северный Нуралы грунтовые, проходимые в летне-осенний период любым автотранспортом. В зимнее время проезд затруднен из-за снежных заносов. В период весенней распутицы проезд может осуществляться только вездеходным транспортом.

На рисунке 1.2 представлена ситуационная схема месторождения, где указано расположение нефтепровода, газопровода, дорог и т.д.

Район месторождения представляет собой слабосхолмленную равнину с редкими массивами бугристых песков.

Абсолютные отметки рельефа составляют 118-130м над уровнем моря. Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35°C, минимальная зимой -35°C. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает -150мм.

Для района месторождения характерны постоянные ветры северо-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии отсутствуют, имеются лишь небольшие овраги и промоины временных водотоков и солончаки. Ближайшая река Белеуты, пересыхающая в летний период, протекает вдоль южных отрогов Улутау в 85 км к северу от месторождения Северный Нуралы.

Непосредственно в районе месторождения отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины.

Обеспечение буровых технической водой производится из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды с минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-130 м. Вода не соответствует ГОСТу в качестве использования как питьевой

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Месторождение Северный Нуралы административно относится к Улытаускому району, Карагандинской области Республики Казахстан и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами 46025/21// - 46019/17// с.ш. и 65030/21// - 65032/26// в.д.

Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130км), Жусалы (125км), Карсакапай (210км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган

составляет соответственно 140 и 260 км.

В непосредственной близости от месторождения Северный Нуралы (в 5-7км к северо-востоку) расположен вахтовый поселок АО «Петро Казахстан КумкольРесорсиз», эксплуатирующий месторождения Кумколь, Восточный и Южный Кумколь. Между собой эти месторождения связаны грейдерными дорогами.

В 250 км к востоку от него расположен нефтепровод Павлодар-Шымкент, связанный по нитке нефтепровода с месторождением Кумколь, которое также соединено с областным центром г. Кызылорда асфальтированной дорогой.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

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

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве раработки, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Месторождение Северный Нуралы в гидрогеологическом отношении находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна.

Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях. Засушливость климата, отсутствие постоянно действующих рек и значительная удаленность от основных областей питания при наличии водоаккумулирующих коллекторов, а также повсеместная закрытость структур, определяют особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах.

Водовмещающими породами являются песчаники крупнозернистые, слабосцементированные и мелкообломочные гравелиты.

Для пластовых вод мезо-кайнозоя в пределах Арыскупского бассейна, в том числе месторождения нефти Северный Нуралы установлена гидрохимическая зональность в составе трех гидрохимических зон: верхней, средней и нижней. Она установлена по результатам гидрогеологических работ и поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Верхняя зона включает неоген-четвертичный водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды верхнемеловых отложений. Пластовые воды неоген-четвертичных отложений и палеогена пресные сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридные, являются фильтрационными за счет активного гидрохимического режима поверхностных вод. Воды верхнемеловых отложений характеризуются свободным фильтрационным гидрохимическим режимом. Комплекс ограничен флюидоупорами из глин палеогена и верхнего альб-сеномана. Пластовые воды пресные и слабосолоноватые с сульфатно-натриевым типом минерализации. Статический уровень +120м., на более низких отметках рельефа водоносные горизонты верхнего мела самоизливающиеся.

Средняя зона приурочена к водоносным горизонтам карачетауской свиты нижнего-среднего альба и кызылкинской свиты верхнего альб-сеномана. Пластовые воды слабосолоноватые (до 3,5 мг/л) гидрокарбонатно-натриевого типа, на восточной бортовой части Арыскупского прогиба более пресные, активного фильтрационного гидродинамического режима.

Нижняя зона охватывает водоносные горизонты даульской свиты неокома и всего юрского разреза. Пластовые воды хлоркальциевого типа, хлоридно-натриево-кальциевого состава. Величина минерализации увеличивается с глубиной от 36-40 в неокоме до 80-86г/л и в нижней юре, застойного (элизионного) гидродинамического режима. Плотность воды в поверхностных условиях в пределах до 1,061г/см³. Пластовые воды водоносных комплексов хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается с глубиной залегания. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей углеводородов. К нижней зоне приурочена выявленная и перспективная нефтегазоносность Арыскупского бассейна на месторождениях с естественным упруговодонапорным режимом разработки.

Физико-химические свойства вод месторождения Северный Нуралы представлены 36-ти пробам воды из 12-ти скважин (№№СН-1, СН-3, СН-4, СН-6, СН-7, СН-8, СН-108, СН-128, СН-133, СН-167, СН-230, СН-245), характеризующие кумкольскую, карагансайскую, дощанскую и айбагинскую свиты юрских отложений, а также палеозойский горизонт.

При сравнении характеристики водоносных горизонтов с соседними месторождениями, большинство проб было отбраковано, из-за несоответствия минерализации и плотности воды.

В юрских отложениях по соседним месторождениям Нуралы и Южный Арыскуп минерализация пластовых вод варьирует в пределах от 53 до 86 г/л, а плотность от 1,04 до 1,06 г/см³. В связи с этим все пробы воды, где минерализация ниже значения 60 и выше 100 г/л были отбракованы, а также отбракованы те пробы где плотность воды ниже 1,04г/см³

В отложениях фундамента, горизонт PZ вскрыт на соседних месторождениях Кызылкия, Акшабулак и Кенлык, где минерализация пластовых вод варьирует в пределах от 64 до 110 г/л, а плотность от 1,05 до 1,12 г/см³.

По месторождению Северный Нуралы в палеозойских отложениях отобрано и проанализировано 14 проб из 3-х скважин, из них 10 проб так же отбракованы из-за низкой минерализации (36-58г/л) и низкой плотности воды (1,03-1,04 г/см³). По кондиционным пробам минерализация пластовой воды по PZ варьирует от 75 до 93,6 г/л, в среднем составляет 83,5 г/л, плотность воды 1,060 г/см³.

По степени минерализации пластовые воды относятся к соленным рассолам. Тип воды по Сулину во всех случаях – хлоркальциевый.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26

декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

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

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

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

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

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

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» образуются отходы производства и потребления, которые размещаются на собственных полигонах и на специализированных участках, а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

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

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

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

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

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

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

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Северный Нуралы (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В настоящее время весь попутно-добываемый газ используется на собственные технологические нужды, согласно существующей «Программе развития переработки сырого газа месторождения Мынтке Южный на 2020-2022 гг.», утвержденной Рабочей группой по выработке предложений по утверждению ПРПСГ при Министерстве Энергетики РК (Протокол №4 от 7 февраля 2020 года).

Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 15.00326043 г/сек и 98.361396 т/период.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2029 год) – 12,8336673 г/сек и 53,08751557 т/год.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс, Марганец и его соединения 2 класс, Азота (IV) диоксид 2 класс, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс, Сера диоксид 3класс, Сероводород 2класс, Углерод оксид 4 класс, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс, Бутан (4класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (3 класс), Метилбензол (3 класс), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс), Формальдегид (Метаналь) (2 класс), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*), Алканы C12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Северный Нуралы превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Непосредственно на территории месторождения Северный Нуралы нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на полигоны и на специализированные участки других месторождений (Арысум, Кумколь) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов по мере накопления.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные). Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период разработки месторождения

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	54,66125
в том числе:		
отходов производства	-	34,86125
отходов потребления	-	19,8
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,339
Промасленная ветошь	-	0,219
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,36
Тара из-под химреагентов	-	0,1
Медицинские отходы	-	0,0055
Нефтешлам	-	30
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	19,8
Лом черных металлолов, тонн	-	2,831
Огарки использованных электродов	-	0,00675

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период строительства скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		от 1-ой скважины	от 5-ти скважин
Всего	-	1009,41184	5047,0592
в том числе:			
отходов производства	-	998,28588	4991,4294
отходов потребления	-	11,126	55,63
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	1,64	8,2
Буровой шлам и ОБР	-	674,42	3372,1
БСВ	-	78,83568	394,1784
Промасленная ветошь	-	0,0254	0,127
Тара из-под химреагентов	-	1,44	7,2
Медицинские отходы	-	0,0066	0,033
Отходы ГРП	-	241,264	1206,32
Неопасные отходы			
ТБО, тонн	-	11,126	55,63
Лом черных металлолов,	-	0,65	3,25

тонн			
Огарки использованных электродов	-	0,0042	0,021

Отходы на месторождении Северный Уралы временно складировются в специальные емкости и контейнеры на срок не более шести месяцев согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки будут производиться в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности непосредственно на территории месторождения Северный Нуралы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с 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 наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямое социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке 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, ведется 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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ✓ 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 разведки.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного

спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно воздействующее на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарнозащитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, 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;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. 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 на месторождении являются:

- 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 и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, 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 регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ

(факельная система, дизельные электростанции);

- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

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 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Северный Нуралы рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственнобытовых сточных вод.
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- 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 надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерногеологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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;

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 введением 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 $\leq 30\%$.

Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;

- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.

- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;

- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;

- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;

- предотвращения смешивания различных видов отходов;

- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;

- запрещение несанкционированного складирования отходов.

- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

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.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;

- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;

- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;

- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;

- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода.

Оптимальная температура биоразложения 20 – 35оС, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия

земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.
- внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- 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;

- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;

- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;

- 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;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

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.

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный 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 действующей методологической разработки с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан 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 среднеотрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15. 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 завершён 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.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

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

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

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.

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).

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

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280

4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.

5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными

производствами. Алматы, 1996г.

6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промтоходов. ВНИИГАЗ, М., 1999

7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221-Ө

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

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.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Северный Нуралы.» 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.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и Министерством нефти и газа РК (Компетентный орган) был подписан «Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Северный Нуралы в пределах блоков XXVIII-38-F (частично), 39-D (частично) в Карагандинской области Республики Казахстан». Акт Государственной регистрации №3889-УВС от 01.03.2013 г. На строительство 1 скважины отводится 1,9 га. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами 46°25'21" - 46°19'17" с.ш. и 65°30'21"-65°32'26" в.д.

Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

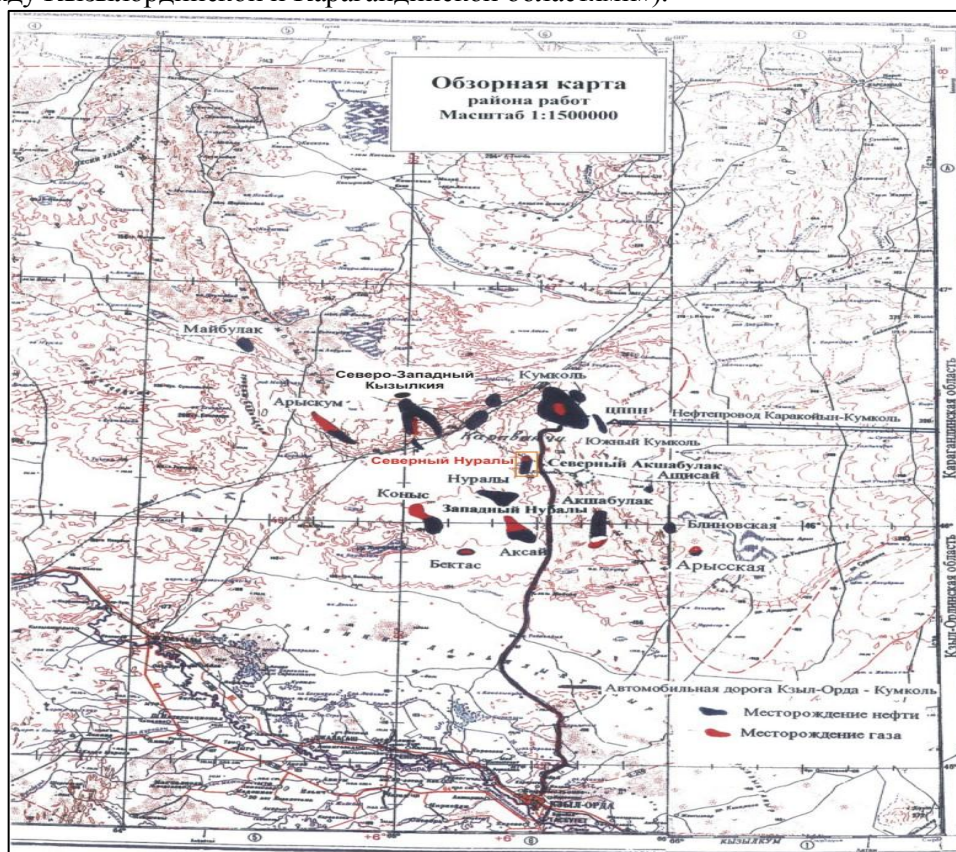


Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Месторождение Северный Нуралы административно относится к Улытаускому району, Карагандинской области Республики Казахстан (рис.1.1) и выделяется на площади листа L-41-XVIII. Месторождение расположено в юго-восточной части Торгайской низменности и ограничено географическими координатами 46025/21// - 46019/17// с.ш. и 65030/21// - 65032/26// в.д. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (130км), Жусалы (125км), Карсакпай (210км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляет соответственно 140 и 260 км. 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.

- 2) В связи с тем, что территория участка 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. Не значительное воздействия 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 будет 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.

- 3) Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 15.00326043 г/сек и 98.361396 т/период. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2029 год) – 12,8336673 г/сек и 53,08751557 т/год. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс, Марганец и его соединения 2 класс, Азота (IV) диоксид 2 класс -, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс, Сера диоксид 3класс, Сероводород 2класс, Углерод оксид 4 класс, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0, Бутан (4класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан -, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс), Метилбензол (3 класс), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*), Алканы C12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс). Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

- 4) 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).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

- 5) 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.

- 6) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:
- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
 - Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
 - Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
 - Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

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-III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-III (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 зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
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.
17. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
18. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
19. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
20. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
21. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
22. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
23. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
25. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

Строительно-монтажные и подготовительные работы

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельгенератор (пер.стр.)

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, $G_{FJMAX} = 8.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 3.264$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0708$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 30 / 10^3 = 0.098$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002833$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00392$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 39 / 3600 = 0.092$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 39 / 10^3 = 0.1273$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0236$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 10 / 10^3 = 0.03264$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 25 / 3600 = 0.059$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 25 / 10^3 = 0.0816$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 12 / 3600 = 0.02833$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 12 / 10^3 = 0.0392$

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, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002833$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00392$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_- = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 8.5 \cdot 5 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M_- = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 3.264 \cdot 5 / 10^3 = 0.01632$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0708000	0.0980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0920000	0.1273000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0118000	0.0163200
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0236000	0.0326400
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0590000	0.0816000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0028330	0.0039200
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028330	0.0039200
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0283300	0.0392000

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, $MGOD = 115.23$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 5.8$

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), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.23 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00442$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.8 \cdot (1-0) / 3600 = 0.06187$

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)	0.0618700	0.0044200

С применением пылеподавление

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 115.23$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 5.8$

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), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.23 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.00177$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 5.8 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.02475$

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)	0.0247500	0.0017700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Бульдозер (обваловка площадки)

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, $MGOD = 95.75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9.6$

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:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 95.75 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00368$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1024$$

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)	0.1024000	0.0036800

С применением пылеподавление

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 95.75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9.6$

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:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 95.75 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.00147$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9.6 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.041$$

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)	0.0410000	0.0014700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Разгрузка пылящихся материалов

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 пылящихся 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), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

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, $MGOD = 135$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9$

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:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 135 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.005184$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9 \cdot (1-0) / 3600 = 0.096$$

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)	0.0960000	0.0051840

кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--

С применением пылеподавления

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.6$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 135$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 9$

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), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 135 \cdot (1-0.6) \cdot 10^{-6} = 0.002074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 9 \cdot (1-0.6) / 3600 = 0.0384$

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)	0.0384000	0.00207400

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 NO₂, $KNO_2 = 0.8$

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, $B = 115$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 0.9$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 115 / 10^6 = 0.0016$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003475$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 115 / 10^6 = 0.0001254$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0002725$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 115 / 10^6 = 0.000115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00025$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 115 / 10^6 = 0.000115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00025$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 115 / 10^6 = 0.000107$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0002325$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 115 / 10^6 = 0.0002484$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00054$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 115 / 10^6 = 0.0000404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0000878$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 115 / 10^6 = 0.00153$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003325$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0034750	0.0016000
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0002725	0.0001254
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0005400	0.0002484
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000878	0.0000404
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0033250	0.0015300
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0002325	0.0001070
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0002500	0.0001150
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)	0.0002500	0.0001150

Вахтовый поселок

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, ДЭС-200 кВт (основной)

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, $G_{FJMAX} = 10.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.72$

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, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0875$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 30 / 10^3 = 0.2616$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01046$

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, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1138$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 39 / 10^3 = 0.34$

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, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02917$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 10 / 10^3 = 0.0872$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0729$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 25 / 10^3 = 0.218$

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, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 12 / 3600 = 0.035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 12 / 10^3 = 0.1046$

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, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0035$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01046$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 10.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.72 \cdot 5 / 10^3 = 0.0436$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0875000	0.2616000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1138000	0.3400000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0145800	0.0436000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0291700	0.0872000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0729000	0.2180000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0035000	0.0104600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035000	0.0104600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.0350000	0.1046000

	предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		
--	--	--	--

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 = 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 = 4.36**

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 = 4.36**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 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_{max} для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{psg} 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 · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 30**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 4.36 + 3.15 · 4.36) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000785**

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 · M / 100 = 99.72 · 0.000785 / 100 = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.000785 / 100 = 0.0000022**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.0000022
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0007830

Буровая площадка

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Главный привод CAT3406C-DITA - 2-та

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} = 90.8**

Годовой расход дизельного топлива, т/год, **G_{FGGO} = 75.4**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), **E_э = 30**

Максимальный разовый выброс, г/с, **G = G_{FJMAX} · E_э / 3600 = 90.8 · 30 / 3600 = 0.757**

Валовый выброс, т/год, **M = G_{FGGO} · E_э / 10³ = 75.4 · 30 / 10³ = 2.26**

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), **E_э = 1.2**

Максимальный разовый выброс, г/с, **G = G_{FJMAX} · E_э / 3600 = 90.8 · 1.2 / 3600 = 0.03027**

Валовый выброс, т/год, **M = G_{FGGO} · E_э / 10³ = 75.4 · 1.2 / 10³ = 0.0905**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), **E_э = 39**

Максимальный разовый выброс, г/с, **G = G_{FJMAX} · E_э / 3600 = 90.8 · 39 / 3600 = 0.984**

Валовый выброс, т/год, **M = G_{FGGO} · E_э / 10³ = 75.4 · 39 / 10³ = 2.94**

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), **E_э = 10**

Максимальный разовый выброс, г/с, **G = G_{FJMAX} · E_э / 3600 = 90.8 · 10 / 3600 = 0.252**

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 75.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.754$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 90.8 \cdot 25 / 3600 = 0.63$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 75.4 \cdot 25 / 10^3 = 1.885$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 90.8 \cdot 12 / 3600 = 0.3027$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 75.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.905$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 90.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03027$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 75.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0905$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 90.8 \cdot 5 / 3600 = 0.126$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 75.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.377$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7570000	2.2600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.9840000	2.9400000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1260000	0.3770000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2520000	0.7540000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.6300000	1.8850000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0302700	0.0905000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0302700	0.0905000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3027000	0.9050000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Дизель-генератор CAT3508 -596,5 кВт - 2-та

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, $G_{FJMAX} = 147.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 122.7$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 30 / 3600 = 1.232$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 30 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1472$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 39 / 3600 = 1.6$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 39 / 10^3 = 4.79$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 10 / 3600 = 0.4106$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 10 / 10^3 = 1.227$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 25 / 3600 = 1.026$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 25 / 10^3 = 3.07$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 12 / 3600 = 0.493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 12 / 10^3 = 1.472$

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, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0493$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1472$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 147.8 \cdot 5 / 3600 = 0.2053$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 122.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.614$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.2320000	3.6800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.6000000	4.7900000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2053000	0.6140000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4106000	1.2270000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.0260000	3.0700000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0493000	0.1472000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0493000	0.1472000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.4930000	1.4720000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дополнительная электростанция VOLVO 400 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, $G_{FJMAX} = 113.56$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 94.3$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 30 / 3600 = 0.946$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 30 / 10^3 = 2.83$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03785$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1132$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 39 / 3600 = 1.23$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 39 / 10^3 = 3.68$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 10 / 3600 = 0.3154$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.943$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 25 / 3600 = 0.789$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 25 / 10^3 = 2.358$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 12 / 3600 = 0.3785$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 12 / 10^3 = 1.132$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 1.2 / 3600 = 0.03785$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1132$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 113.56 \cdot 5 / 3600 = 0.1577$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 94.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.4715$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9460000	2.8300000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.2300000	3.6800000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1577000	0.4715000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3154000	0.9430000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.7890000	2.3580000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0378500	0.1132000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0378500	0.1132000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3785000	1.1320000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник А-50)

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, $G_{FJMAX} = 129.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 107.62$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 30 / 3600 = 1.08$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 30 / 10^3 = 3.23$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1291$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 39 / 3600 = 1.404$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 39 / 10^3 = 4.2$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 10 / 3600 = 0.36$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 10 / 10^3 = 1.076$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 25 / 3600 = 0.9$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 25 / 10^3 = 2.69$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 12 / 3600 = 0.432$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 12 / 10^3 = 1.291$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0432$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1291$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.6 \cdot 5 / 3600 = 0.18$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 107.62 \cdot 5 / 10^3 = 0.538$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.0800000	3.2300000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4040000	4.2000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1800000	0.5380000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3600000	1.0760000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.9000000	2.6900000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0432000	0.1291000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0432000	0.1291000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.4320000	1.2910000

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, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 29.5**

Расход топлива, г/с, **BG = 6.8**

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), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 1.6**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 1.6**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0888**

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)^{0.25} = 0.0888 · (1.6 / 1.6)^{0.25} = 0.0888**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 29.5 · 42.75 · 0.0888 · (1-0) = 0.112**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 6.8 \cdot 42.75 \cdot 0.0888 \cdot (1-0) = 0.0258$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_{-} = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.112 = 0.0896$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_{-} = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0258 = 0.02064$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_{-} = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.112 = 0.01456$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_{-} = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0258 = 0.003354$

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), $NSO_2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_{-} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 29.5 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 29.5 = 0.1735$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_{-} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 6.8 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 6.8 = 0.04$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись 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.м³ (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), $M_{-} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 29.5 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.41$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{-} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 6.8 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0945$

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), $M_{-} = BT \cdot AR \cdot F = 29.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00738$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{-} = BG \cdot AIR \cdot F = 6.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0017$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0206400	0.0896000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0033540	0.0145600
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0017000	0.0073800
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0400000	0.1735000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0945000	0.4100000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, ЦА-320М (ЯМЗ-238)

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, $G_{FJMAX} = 17.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 14.3$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 30 / 3600 = 0.1433$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 30 / 10^3 = 0.429$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00573$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01716$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 39 / 3600 = 0.1863$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 39 / 10^3 = 0.558$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 10 / 3600 = 0.0478$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 10 / 10^3 = 0.143$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 25 / 3600 = 0.1194$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 25 / 10^3 = 0.3575$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 12 / 3600 = 0.0573$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 12 / 10^3 = 0.1716$

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, $G_{-} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00573$

Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 14.3 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01716$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.2 \cdot 5 / 3600 = 0.0239$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 14.3 \cdot 5 / 10^3 = 0.0715$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1433000	0.4290000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1863000	0.5580000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0239000	0.0715000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0478000	0.1430000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1194000	0.3575000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0057300	0.0171600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0057300	0.0171600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0573000	0.1716000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, СМН-20 (ЯМЗ-238)

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, $G_{FJMAX} = 16.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 13.7$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1375$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 30 / 10^3 = 0.411$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0055$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01644$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 39 / 3600 = 0.1788$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 39 / 10^3 = 0.534$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 10 / 3600 = 0.0458$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 10 / 10^3 = 0.137$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1146$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 25 / 10^3 = 0.3425$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 12 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 12 / 10^3 = 0.1644$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0055$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01644$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 16.5 \cdot 5 / 3600 = 0.0229$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 13.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.0685$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1375000	0.4110000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1788000	0.5340000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0229000	0.0685000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0458000	0.1370000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1146000	0.3425000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0055000	0.0164400
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0055000	0.0164400
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0550000	0.1644000

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 = 283.05**

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 = 283.05**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 12**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 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 Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsg 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 · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 30**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 12 / 3600 = 0.001307**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 283.05 + 3.15 · 283.05) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000939**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000939 / 100 = 0.000936**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.000939 / 100 = 0.00000263**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001307 / 100 = 0.00000366**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000366	0.00000263
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.0013030	0.0009360

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013, 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 = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(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 = 1.25**

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 = 1.25**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 10**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **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 Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsg 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 · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 8**

Сумма Ghгi*Knp*Ng, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 10 / 3600 = 0.0001083**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 1.25 + 0.25 · 1.25) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

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 · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.0001083 / 100 = 0.0001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	0.0000730

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, м² , **F = 0.1**

Коэфф., учитывающий профиль поверхности складываемого материала , **K6 = 1.45**

Унос пыли с 1 м² фактической поверхности материала, г/м²*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 = 160**

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 * 160 * 0.0036 = 0.000002**

Максимальный разовый выброс , г/сек , **G = 0.00000418**

Валовый выброс , т/год , **M = 0.000002**

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	0.0000020

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость бурового раствора

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.

Наименование		Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
Время работы		T	час	200
Объем работ			тонн	219,6
Коэф.учитывающее высоту пересыпки		B		0.4
Влажность			%	1
g = K1 * K2 * K3 * K4 * K5 * K7 * G * B * 1000000 / 3600				
Вес.доля пыл. фракции в материале		K ₁		0.05
Доля пыли переходящая в аэрозоль		K ₂		0.01
Коэф.учитывающий метеосостояние		K ₃		1.20
Коэф.Учитывающийместные условия		K ₄		1.00
Коэф.учит.влажность материала		K ₅		0.90
Коэф.учит. крупность материала 3 мм		K ₇		0.80
Суммарное кол-во переработанного материала, тонн/час		G		1.5198
M = g_{сек} * t * 3600/10⁶				
Код	Примесь	г/с		т/год
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.07295		0.05252

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для бурового раствора

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

T - Продолжительно закачки составит, часа	830.4
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

$Y = g \cdot n \cdot x \cdot c$ $M_{сек} = Y / 1000$ $M_{т/год} = M_{сек} \cdot T \cdot 3600 / 1000000$			
	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.002367
М т/год		Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.007076

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Буровой насос

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

Т - продолжительность работы насоса, часа	830.4
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
п-число подвижных соединений, ед-ц	2
х-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
с-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705
Y=g*n*x*c	
М сек=Y/1000	
М т/год=Мсек*Т*3600/1000000	

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Шламособорник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.

Время хранения Т			360
где: q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице (5.9.) (5) кг (час*м) ²			
К11 - коэффициент принимаемый по таблице 5.5,			0.02
F - площадь испарения, м2			0.2
n - количество оборудования, шт			0.04906
Пвал			1
Пвал= F*q*K11*n, кг/час Мсек = Пвал*1000/3600, г/с Мт/год=Пвал*T/1000			0.00014718
Итоговые выбросы	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/с	0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0.0000409
М т/год		Смесь углеводородов предельных С1-С5	0.000053

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во
1	Исходные данные:			
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	19
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520
1.3.	Средняя молярная масса паров р/пр.	Mп	г/моль	81
1.4.	Время работы	T	час	285
1.5.	Средняя темп.в аппарате 0C	t	K	298
2	Расчет:			
	Количество выбросов произ.по формуле	Пр	кг/час	0,2403
	(5.29 методики)	Пр	г/с	0,06675
	$Пр = 0,037 \cdot (PV/1011) \cdot 0,8 \cdot Mп/T$	Пр	т/скв/год	0,0685

Итого выбросы:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0667500	0.0685000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6011, 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 NO₂, **KNO₂ = 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 = 250**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2.1**

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 22 \cdot 250 / 10^6 = 0.0044$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 22 \cdot 2.1 / 3600 = 0.01027$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 22 \cdot 250 / 10^6 = 0.000715$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 22 \cdot 2.1 / 3600 = 0.00167$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0102700	0.0044000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0016700	0.0007150

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6012, 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_2 , $KNO_2 = 0.8$

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, $B = 120$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 0.6$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 120 / 10^6 = 0.001668$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 0.6 / 3600 = 0.002317$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001308$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001817$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 120 / 10^6 = 0.00012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001667$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 120 / 10^6 = 0.00012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0001667$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001116$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 0.6 / 3600 = 0.000155$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 120 / 10^6 = 0.000259$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 0.6 / 3600 = 0.00036$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 120 / 10^6 = 0.0000421$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 0.6 / 3600 = 0.0000585$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.001596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.6 / 3600 = 0.002217$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0023170	0.0016680
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001817	0.0001308

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003600	0.0002590
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000585	0.0000421
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0022170	0.0015960
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001550	0.0001116
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0001667	0.0001200
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)	0.0001667	0.0001200

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6013, 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, $T_{\text{ф}} = 100$

Число станков данного типа, шт., $K_{\text{OLIV}} = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

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), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T_{\text{ф}} = 100$

Число станков данного типа, шт., $K_{\text{OLIV}} = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

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, $T_{\text{ф}} = 100$

Число станков данного типа, шт., $K_{\text{OLIV}} = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

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), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014, Двигатель УПА 60/80 (при испытании) ЯМЗ-238

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, $G_{FJMAX} = 15.03$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 97.39$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 30 / 3600 = 0.1253$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 30 / 10^3 = 2.92$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1169$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 39 / 3600 = 0.1628$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 39 / 10^3 = 3.8$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 10 / 3600 = 0.04175$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 10 / 10^3 = 0.974$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 25 / 3600 = 0.1044$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 25 / 10^3 = 2.435$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 12 / 3600 = 0.0501$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 12 / 10^3 = 1.169$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1169$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.03 \cdot 5 / 3600 = 0.02088$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 97.39 \cdot 5 / 10^3 = 0.487$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1253000	2.9200000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1628000	3.8000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0208800	0.4870000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0417500	0.9740000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1044000	2.4350000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0.0050100	0.1169000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0050100	0.1169000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0501000	1.1690000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, Дизельгенератор АД-200С-Т400- освещение

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, $G_{FJMAX} = 14.25$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 92.34$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 14.25 \cdot 30 / 3600 = 0.1188$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 92.34 \cdot 30 / 10^3 = 2.77$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 14.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00475$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 92.34 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1108$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 14.25 \cdot 39 / 3600 = 0.1544$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 92.34 \cdot 39 / 10^3 = 3.6$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 14.25 \cdot 10 / 3600 = 0.0396$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 92.34 \cdot 10 / 10^3 = 0.923$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 14.25 \cdot 25 / 3600 = 0.099$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 92.34 \cdot 25 / 10^3 = 2.31$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 14.25 \cdot 12 / 3600 = 0.0475$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 92.34 \cdot 12 / 10^3 = 1.108$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 14.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00475$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 92.34 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1108$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 14.25 \cdot 5 / 3600 = 0.0198$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 92.34 \cdot 5 / 10^3 = 0.462$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1188000	2.7700000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1544000	3.6000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0198000	0.4620000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0396000	0.9230000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0990000	2.3100000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0047500	0.1108000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0047500	0.1108000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0475000	1.1080000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0016, Двигатель ЦА-320М (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, $G_{FJMAX} = 7.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 48.6$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 30 / 3600 = 0.0625$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 30 / 10^3 = 1.458$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0583$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 39 / 3600 = 0.0813$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 39 / 10^3 = 1.895$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 10 / 3600 = 0.02083$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 10 / 10^3 = 0.486$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 25 / 3600 = 0.0521$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 25 / 10^3 = 1.215$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 12 / 3600 = 0.025$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 12 / 10^3 = 0.583$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0025$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0583$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 7.5 \cdot 5 / 3600 = 0.01042$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 48.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.243$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0625000	1.4580000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0813000	1.8950000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0104200	0.2430000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0208300	0.4860000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0521000	1.2150000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0025000	0.0583000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025000	0.0583000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0250000	0.5830000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0017, Емкость 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, $BOZ = 119.165$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 119.165$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 12$

Коэффициент (Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

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 $K_{\text{рmax}}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $K_{\text{рsg}}$ для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Сумма $G_{\text{hri}} \cdot K_{\text{np}} \cdot N_{\text{r}}$, $GHR = 0.000783$

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 119.165 + 3.15 \cdot 119.165) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000849$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000849 / 100 = 0.000847$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000849 / 100 = 0.000002377$

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	0.000002377
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0013030	0.0008470

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0018, 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/м3 (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 = 1**
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 = 1**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 10**
Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, **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 Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**
Значение Kpsr 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 · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729
Коэффициент, **KPSR = 0.1**
Коэффициент, **KPMAX = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, **V = 8**
Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0000729**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 10 / 3600 = 0.0001083**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁶ + GHR = (0.25 · 1 + 0.25 · 1) · 0.1 · 10⁶ + 0.0000729 = 0.000073**
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 · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.0001083 / 100 = 0.0001083**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	0.0000730

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0019, Резервуар для нефти, наливная эстакада

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 = -25**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.11**

KTMIN = 0.11

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 горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 12**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 12**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 4860**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.75**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 4860 / (0.75 · 50) = 129.6**

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 = 48**

, **P = 48**

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 / (10⁷ · RO) = 0.294 · 48 · 57 · (0.83 · 1 + 0.11) · 0.1 · 1.35 · 4860 / (10⁷ · 0.75) = 0.0661**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 48 · 57 · 0.83 · 0.1 · 1 · 20) / 10⁴ = 0.074**

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0661 / 100 = 0.0479$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.074 / 100 = 0.0536$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0661 / 100 = 0.0177$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.074 / 100 = 0.01983$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0661 / 100 = 0.0002314$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.074 / 100 = 0.000259$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0661 / 100 = 0.0001454$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.074 / 100 = 0.0001628$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0661 / 100 = 0.0000727$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.074 / 100 = 0.0000814$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0661 / 100 = 0.00003966$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.074 / 100 = 0.0000444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000444	0.00003966
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0536000	0.0479000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0198300	0.0177000
0602	Бензол (64)	0.0002590	0.0002314
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000814	0.0000727
0621	Метилбензол (349)	0.0001628	0.0001454

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6014, Насос для нефти

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 торцевыми уплотнениями или бессальниковый типа ЦНГ

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.01$

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, $T = 6480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.01 \cdot 1 / 3.6 = 0.00278$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.01 \cdot 1 \cdot 6480) / 1000 = 0.0648$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0648 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00278 / 100 = 0.002014$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0648 / 100 = 0.01737$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0648 / 100 = 0.000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0001426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000612$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000713$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00278 / 100 = 0.00000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0648 / 100 = 0.0000389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00278 / 100 = 0.000001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000389

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0020140	0.0470000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0007450	0.0173700
0602	Бензол (64)	0.00000973	0.0002270
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306	0.0000713
0621	Метилбензол (349)	0.00000612	0.0001426

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ИЗ №0001 – Дизельгенератор

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, $G_{FJMAX} = 15.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 118.7$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1292$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 30 / 10^3 = 3.56$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1424$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 39 / 3600 = 0.168$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 39 / 10^3 = 4.63$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 10 / 3600 = 0.04306$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 10 / 10^3 = 1.187$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1076$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 25 / 10^3 = 2.97$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0517$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 12 / 10^3 = 1.424$

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, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1424$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 15.5 \cdot 5 / 3600 = 0.02153$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.594$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1292000	3.5600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1680000	4.6300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0215300	0.5940000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0430600	1.1870000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1076000	2.9700000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0051700	0.1424000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0051700	0.1424000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0517000	1.4240000

ИЗ №0002-0004 - Печь подогрева нефти ПП-0,63

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 природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 80$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0.12$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.051$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{в}} = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$
Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0.12$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.051$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{в}} = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$
 Расчет выбросов окислов азота:
 Энергетический эквивалент топлива (табл. 5.1), $E = 1.62$
 Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$
 Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.73$
 Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$
 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), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 80 / 1 = 3810.2$
 Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$
 Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэф. избытка воздуха (табл. 5.1), $V = 0.81$
 Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 3810.2 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.000227$
 Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 80 \cdot 1.62 = 1016.1$
 Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_{\text{в}} = VR / 3600 = 1016.1 / 3600 = 0.282$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1016.1 \cdot 0.000227 = 0.2307$
 Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2307 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.02$
 Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = N \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2307 / 3.6 = 0.0641$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$
 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, $M_{\text{в}} = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 2.02 = 1.616$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{в}} = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.0641 = 0.0513$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 2.02 = 0.2626$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{в}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.0641 = 0.00833$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0513000	1.6160000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0083300	0.2626000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0333000	1.0510000
0410	Метан (727*)	0.0333000	1.0510000

ИЗ №0005 – Котельная

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, $KЗ = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 29.5$

Расход топлива, г/с, $BG = 6.8$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг (прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, % (прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более (прил. 2.1), $A1R = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, % (прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более (прил. 2.1), $S1R = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, $QN = 1.6$

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, $QF = 1.6$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0888$

Коэф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0888 \cdot (1.6 / 1.6)^{0.25} = 0.0888$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 29.5 \cdot 42.75 \cdot 0.0888 \cdot (1-0) = 0.112$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 6.8 \cdot 42.75 \cdot 0.0888 \cdot (1-0) = 0.0258$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_{\text{в}} = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.112 = 0.0896$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_{\text{NO}_2} = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0258 = 0.02064$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_{\text{NO}} = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.112 = 0.01456$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_{\text{NO}} = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0258 = 0.003354$

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), $NSO_2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_{\text{SO}_2} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 29.5 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 29.5 = 0.1735$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_{\text{SO}_2} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 6.8 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 6.8 = 0.04$

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.м³ (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), $M_{\text{CO}} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 29.5 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.41$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{\text{CO}} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 6.8 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.0945$

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), $M_{\text{PM}_{10}} = BT \cdot AR \cdot F = 29.5 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00738$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{\text{PM}_{10}} = BG \cdot AIR \cdot F = 6.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0017$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0206400	0.0896000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0033540	0.0145600
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0017000	0.0073800
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0400000	0.1735000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0945000	0.4100000

ИЗ №0015 - ДЭС

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, $G_{FJMAX} = 15.5$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 118.7$

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, $G_{\text{NO}_2} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 30 / 3600 = 0.1292$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{NO}_2} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 30 / 10^3 = 3.56$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{HCHO}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{HCHO}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1424$

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, $G_{\text{NO}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 39 / 3600 = 0.168$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{NO}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 39 / 10^3 = 4.63$

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, $G_{\text{SO}_2} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 10 / 3600 = 0.04306$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{SO}_2} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 10 / 10^3 = 1.187$

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, $G_{\text{CO}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 25 / 3600 = 0.1076$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{CO}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 25 / 10^3 = 2.97$

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, $G_{\text{C}_{12-19}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 12 / 3600 = 0.0517$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{C}_{12-19}} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 12 / 10^3 = 1.424$

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, $G_{\text{CH}_2=CHCHO} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00517$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{CH}_2=CHCHO} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 118.7 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1424$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{PM}_{10}} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 15.5 \cdot 5 / 3600 = 0.02153$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 118.7 \cdot 5 / 10^3 = 0.594$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1292000	3.5600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1680000	4.6300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0215300	0.5940000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0430600	1.1870000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1076000	2.9700000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0051700	0.1424000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0051700	0.1424000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0517000	1.4240000

ИЗ №6001 - Дренажная емкость 63м3

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

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

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
-----------	-------------------	-------------------	-------------------

Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

ИЗ №6002 - Насос НБ-125

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

ИЗ №6003- 6016 – Емкость для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -2**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.27**

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 80**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.25**

KTMAX = 1.25

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 18**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 3**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpm(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1800**

Количество жидкости зачисляемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100000**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100000 / (0.8 · 1800) = 69.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.633**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**

, **P = 445**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 445 · 93 · (1.25 · 1 + 0.27) · 0.1 · 1.633 · 100000 / (10⁷ · 0.8) = 37.75**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 93 · 1.25 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10⁴ = 0.1265**

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 37.75 / 100 = 27.35$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0917$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 37.75 / 100 = 10.12$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0339$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 37.75 / 100 = 0.132$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1265 / 100 = 0.000443$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 37.75 / 100 = 0.083$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0002783$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 37.75 / 100 = 0.0415$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0001392$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 37.75 / 100 = 0.02265$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0000759$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000759	0.0226500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0917000	27.3500000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0339000	10.1200000
0602	Бензол (64)	0.0004430	0.1320000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001392	0.0415000
0621	Метилбензол (349)	0.0002783	0.0830000

ИЗ №6017-6030 - Насос перекачки нефти

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 торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

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), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 528) / 1000 = 0.01056$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00765$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00283$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00003696$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00002323$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00001162$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.01056 / 100 = 0.00000634$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.00000634
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.00765
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.00283
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.00003696
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.00001162
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.00002323

ИЗ №6031 – Емкость для д/т (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/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, $BOZ = 101.0705$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 101.0705$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpsr$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 100$

Сумма $Ghr \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 101.0705 + 3.15 \cdot 101.0705) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001622$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001622 / 100 = 0.001617$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001622 / 100 = 0.00000454$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001617

ИЗ №6032 - Газовый сепаратор 1,6 м3

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

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

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760

Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760
--	--------------------------	---	------

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044779
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044336
0410	Метан (727*)	0.0007440	0.0236070
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.0063897
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0033400	0.1059590

ИЗ №6033 - Тестовый сепаратор 25м3

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044779
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044336
0410	Метан (727*)	0.0007440	0.0236070
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.0063897
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0033400	0.1059590

ИЗ №6034-6046 – Площадка скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 12 = 0.466$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.466 / 3.6 = 0.1294$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 63.39 / 100 = 0.082$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.082 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 2.586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 14.12 / 100 = 0.01827$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01827 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.576$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 3.82 / 100 = 0.00494$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00494 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1558$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.65 / 100 = 0.00343$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00343 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1082$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.68 / 100 = 0.00347$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00347 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1094$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 48$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 48 = 0.0002765$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002765 / 3.6 = 0.0000768$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000487$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000487 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001536$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 14.12 / 100 = 0.00001084$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001084 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000342$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 3.82 / 100 = 0.000002934$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002934 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000925$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.65 / 100 = 0.000002035$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002035 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000642$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000206$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000206 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000065$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	48	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0034700	0.1120650
0405	Пентан (450)	0.0034300	0.1108342
0410	Метан (727*)	0.0182700	0.5900420
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0049400	0.1595975
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0820000	2.6490360

ИЗ №6047 - АГЗУ Спутник

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые	Неочищенный	28	8760

соединения (тяжелые углеводороды)	нефтяной газ		
---	--------------	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

ИЗ №6048 – ФС выкидных линии

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001235	0.0038950

0405	Пентан (450)	0.0001222	0.0038500
0410	Метан (727*)	0.0006510	0.0205300
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001760	0.0055500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0029200	0.0920000

ИЗ №6049 – Конденсатосборник

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

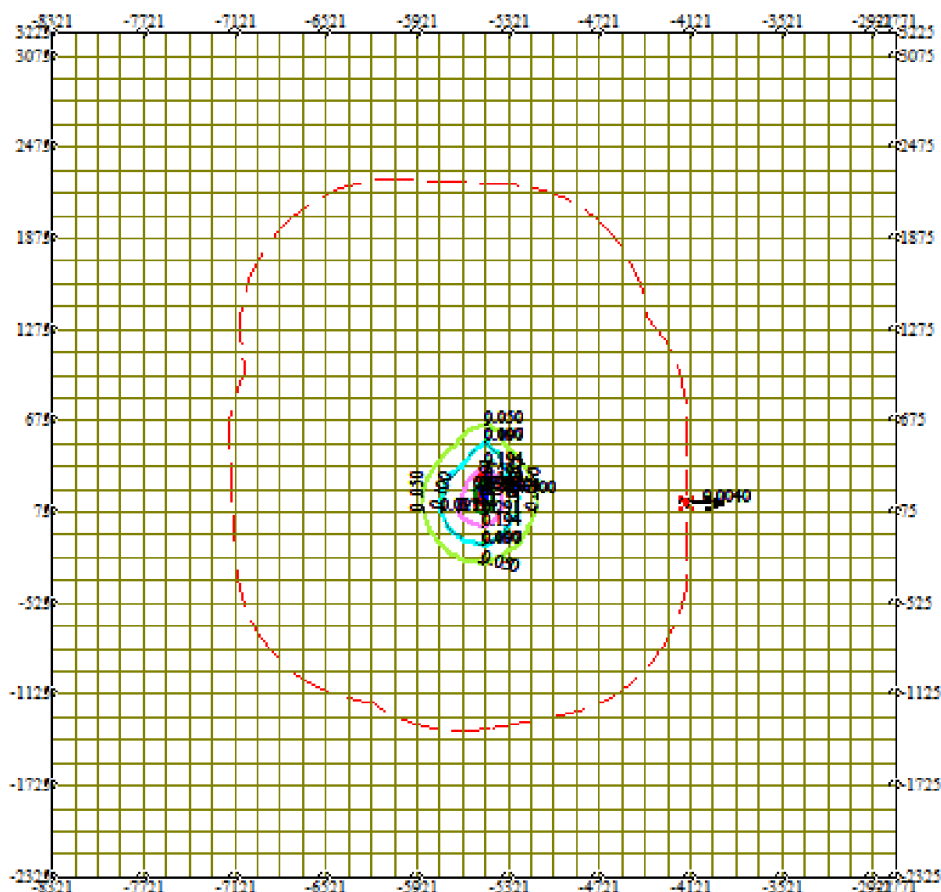
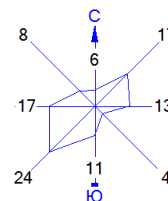
Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 ПЛ 2902+2908+2930

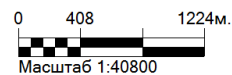


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

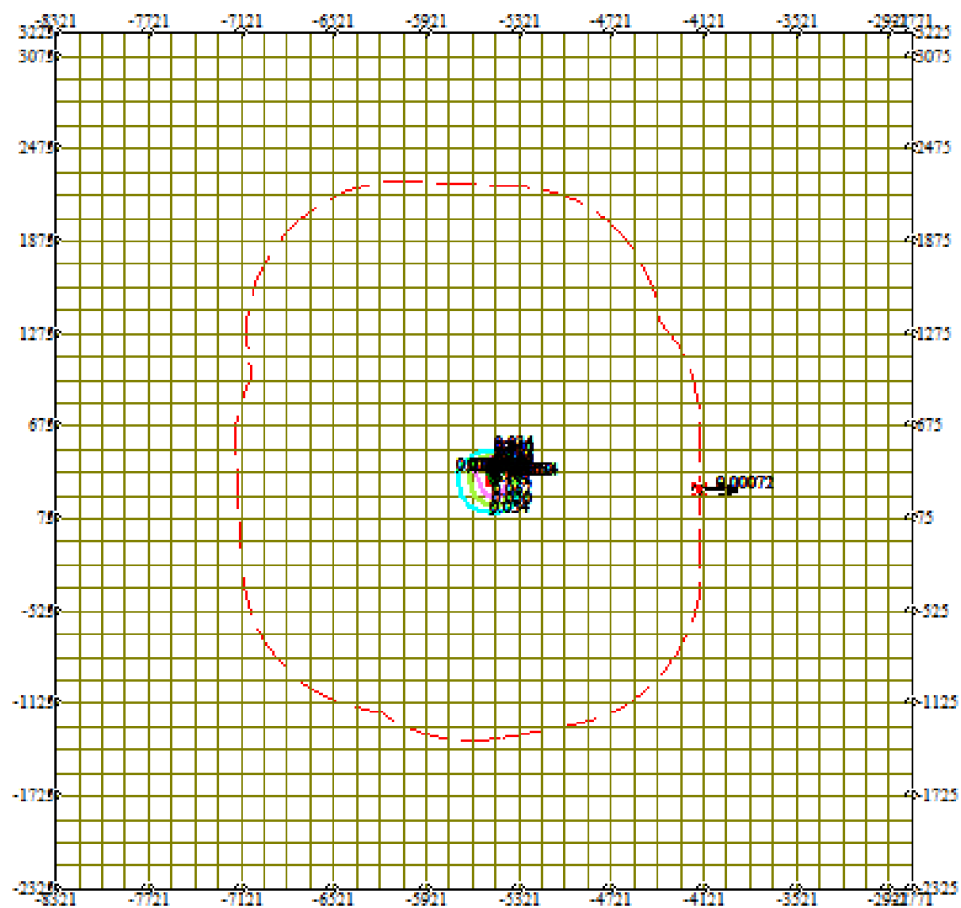
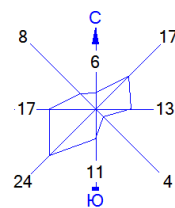
- 0.050 ПДК
- 0.097 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.194 ПДК
- 0.291 ПДК
- 0.349 ПДК



Макс концентрация 0.3872827 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 225$
 При опасном направлении 205° и опасной скорости ветра 5.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38*38
 Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

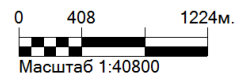


Условные обозначения:

- Sanитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

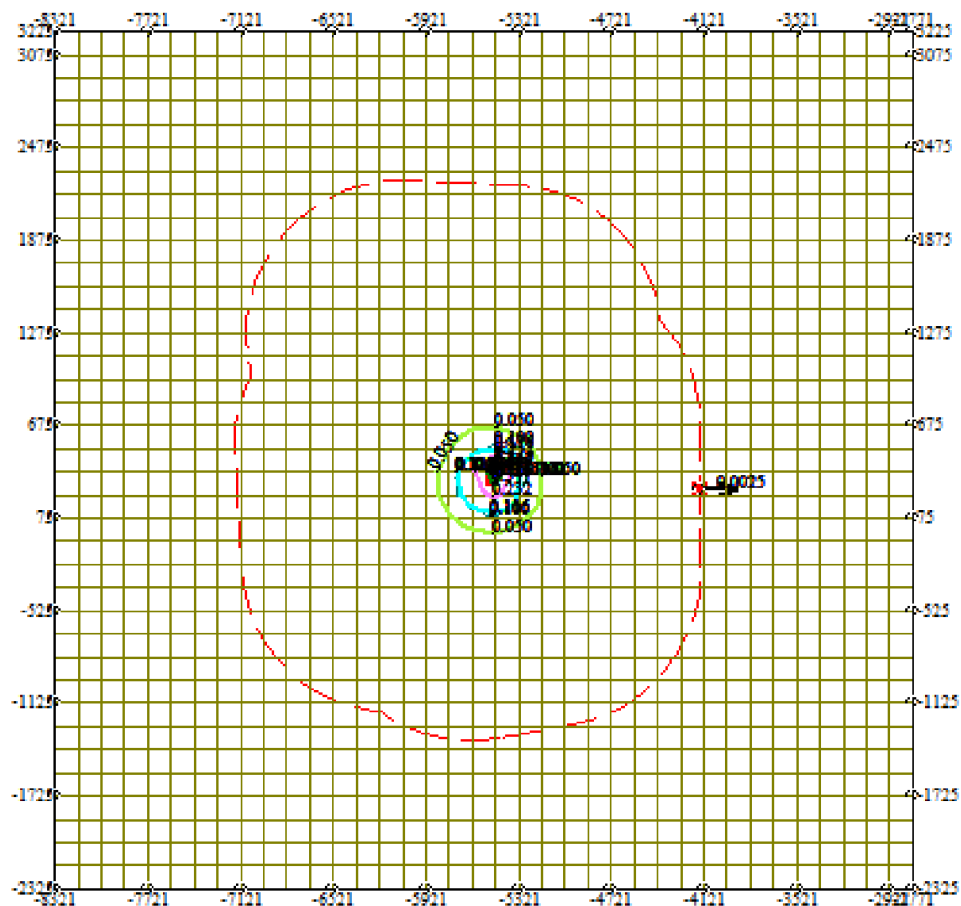
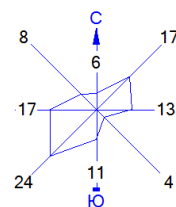
- 0.034 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.067 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.101 ПДК
- 0.121 ПДК



Макс концентрация 0.1343012 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 375$
 При опасном направлении 209° и опасной скорости ветра 2.85 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38×38
 Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

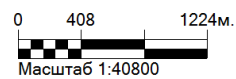


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

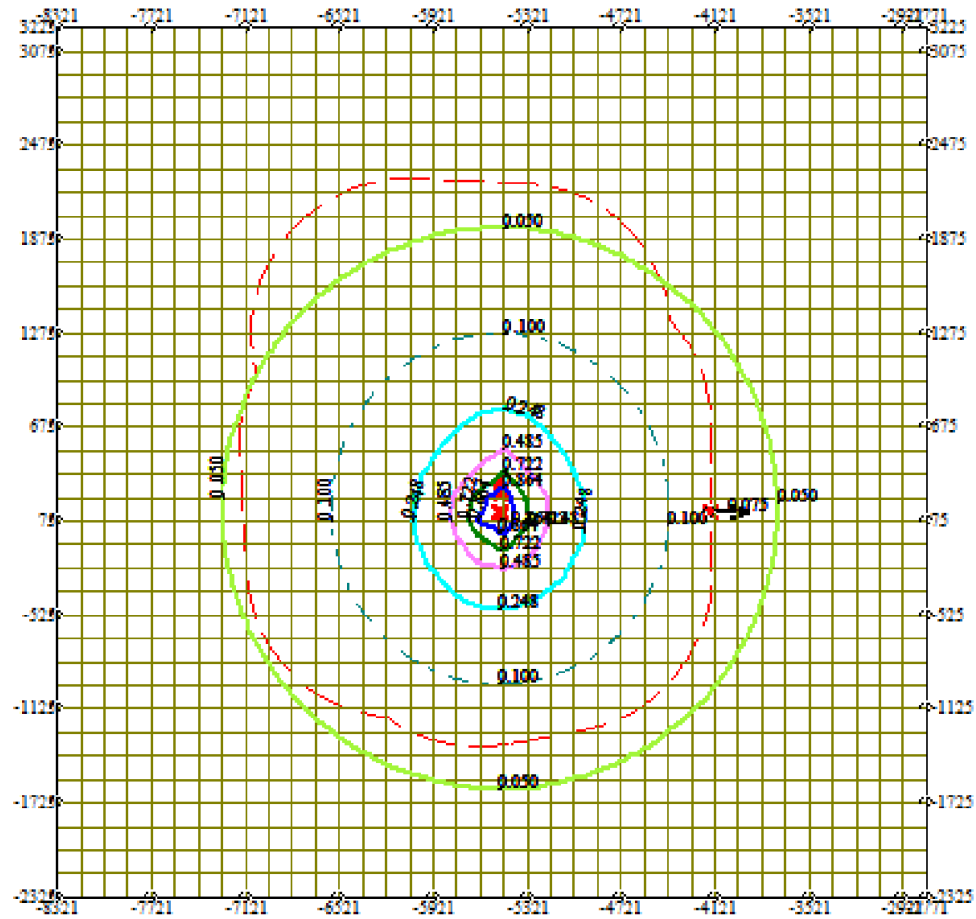
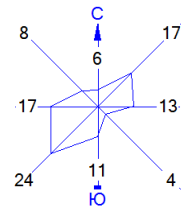
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.116 ПДК
- 0.232 ПДК
- 0.347 ПДК
- 0.417 ПДК



Макс концентрация 0.4629107 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 375$
 При опасном направлении 209° и опасной скорости ветра 2.85 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38*38
 Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

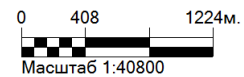


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

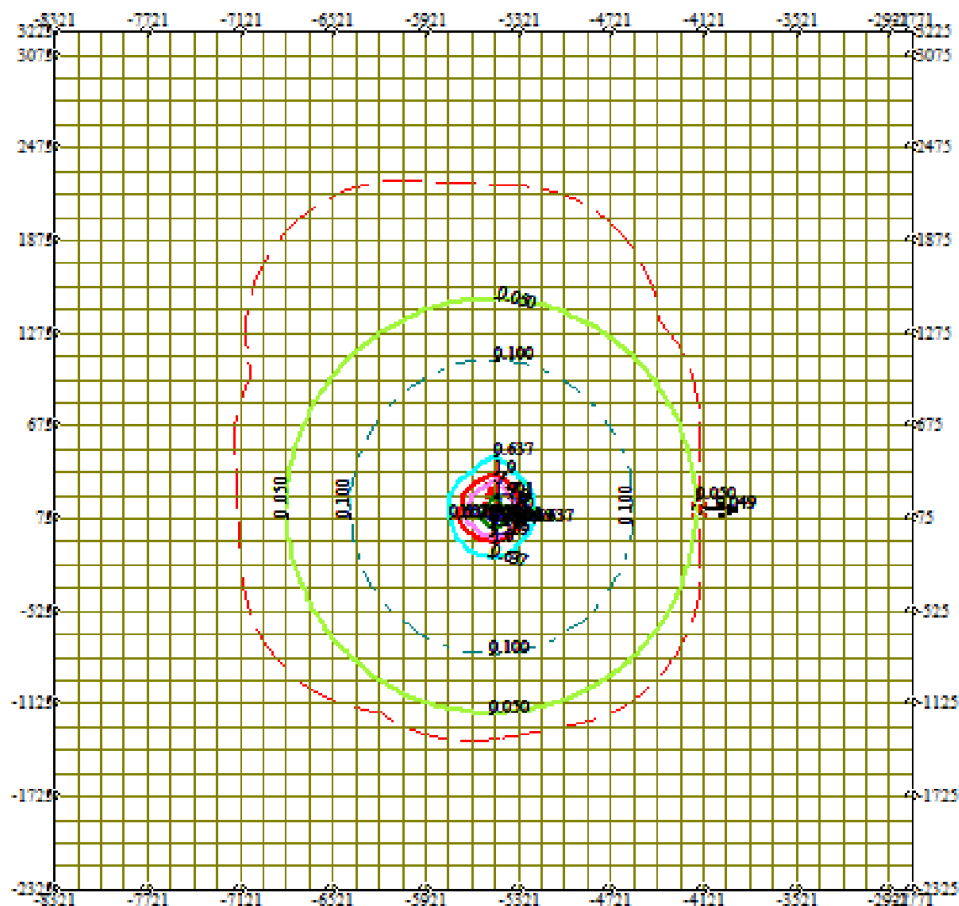
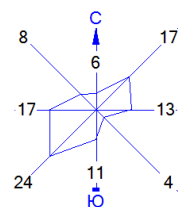
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.248 ПДК
- 0.485 ПДК
- 0.722 ПДК
- 0.864 ПДК



Макс концентрация 0.9586509 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 225$
При опасном направлении 193° и опасной скорости ветра 6.2 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38×38
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

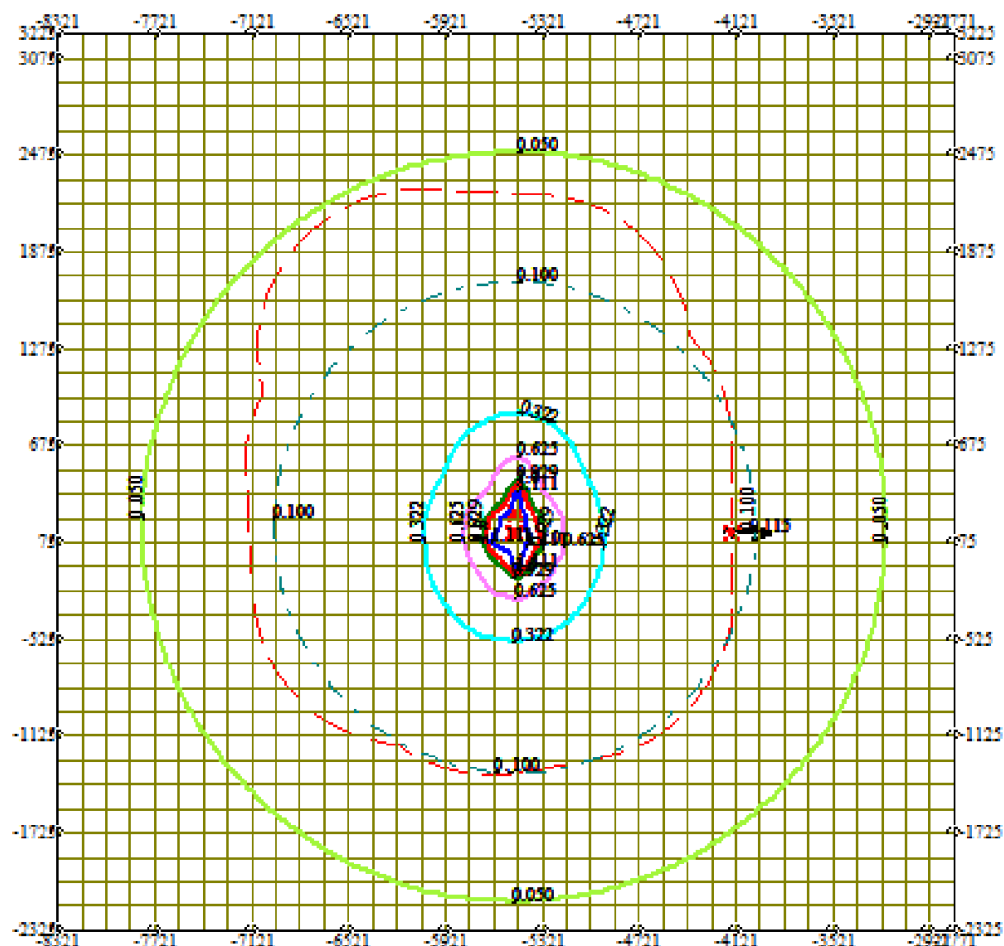
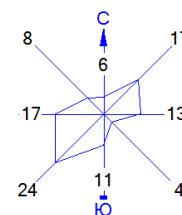
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.637 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.269 ПДК
- 1.901 ПДК
- 2.280 ПДК

0 408 1224м.
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 2.5326369 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 75$
При опасном направлении 336° и опасной скорости ветра 6.52 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38*38
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ★ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

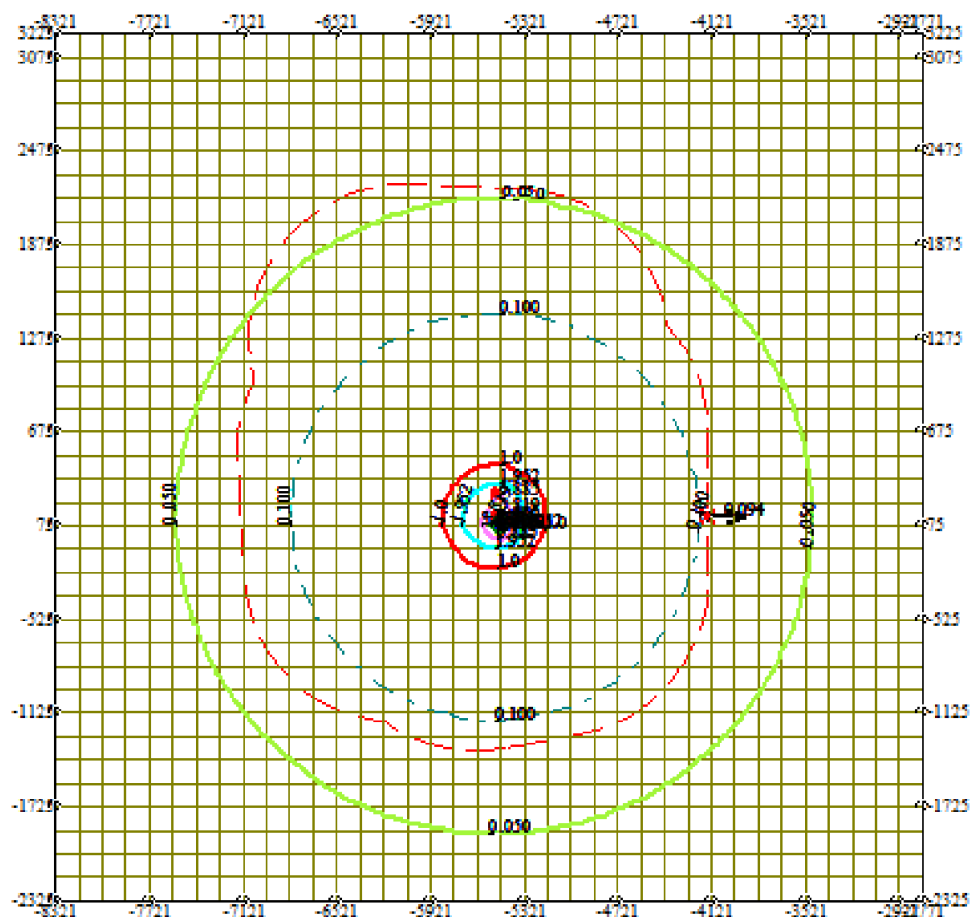
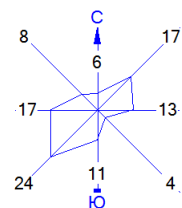
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.322 ПДК
- 0.625 ПДК
- 0.929 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.111 ПДК

0 408 1224м.
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 1.2328256 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 225$
При опасном направлении 193° и опасной скорости ветра 5.92 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38×38
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

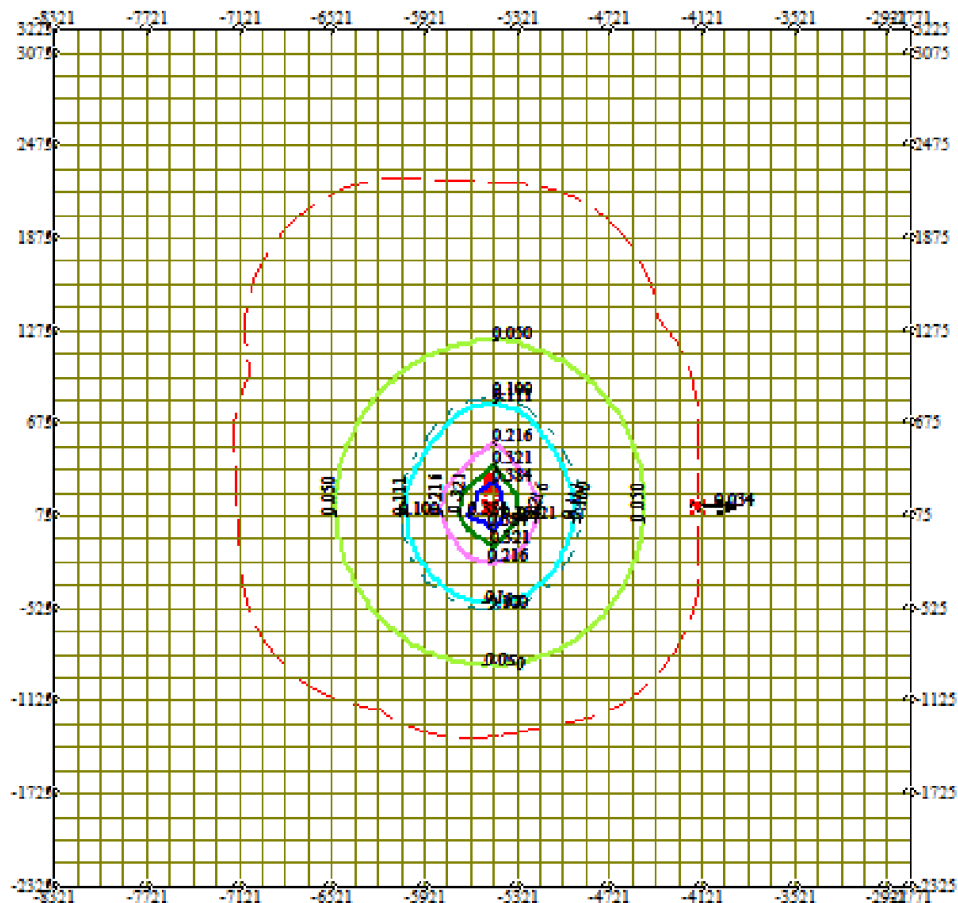
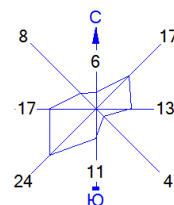
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.952 ПДК
- 3.885 ПДК
- 5.819 ПДК
- 6.979 ПДК

0 408 1224м.
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 7.7527704 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 75$
При опасном направлении 327° и опасной скорости ветра 0.93 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38×38
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

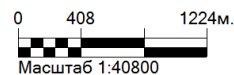


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

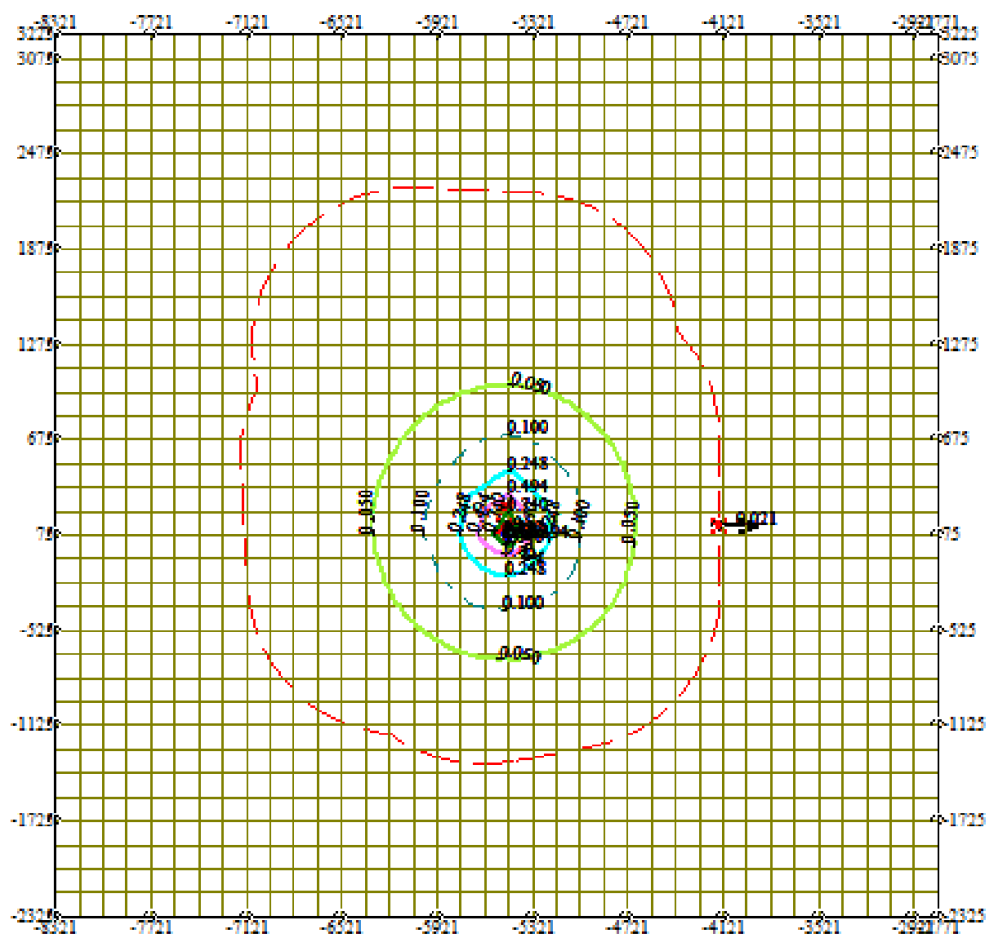
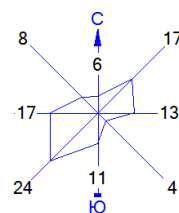
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 0.111 ПДК
- 0.216 ПДК
- 0.321 ПДК
- 0.384 ПДК



Макс концентрация 0.4263082 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 225$
При опасном направлении 193° и опасной скорости ветра 6.07 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38*38
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.248 ПДК
- 0.494 ПДК
- 0.740 ПДК
- 0.887 ПДК

0 408 1224м.
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 0.9858648 ПДК достигается в точке $x = -5471$ $y = 75$
При опасном направлении 336° и опасной скорости ветра 6.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38*38
Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

30.08.2023

1. Город – Кызылординская область
2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский района**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Северный Нуралы**
6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Северный Нуралы
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ
Ипжипиринг"050051, Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, УЛИЦА
ЛУГАНСКОГО, дом № 541, коттедж 9., БИН: 060340007305(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер филиала или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица – поштovým фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области
охраны окружающей среды(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет
экологического регулирования и контроля Министерства
энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики
Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Астана

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 01245Р

Дата выдачи лицензии 01.08.2008 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"

050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Медеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 54Г, коттедж 9., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

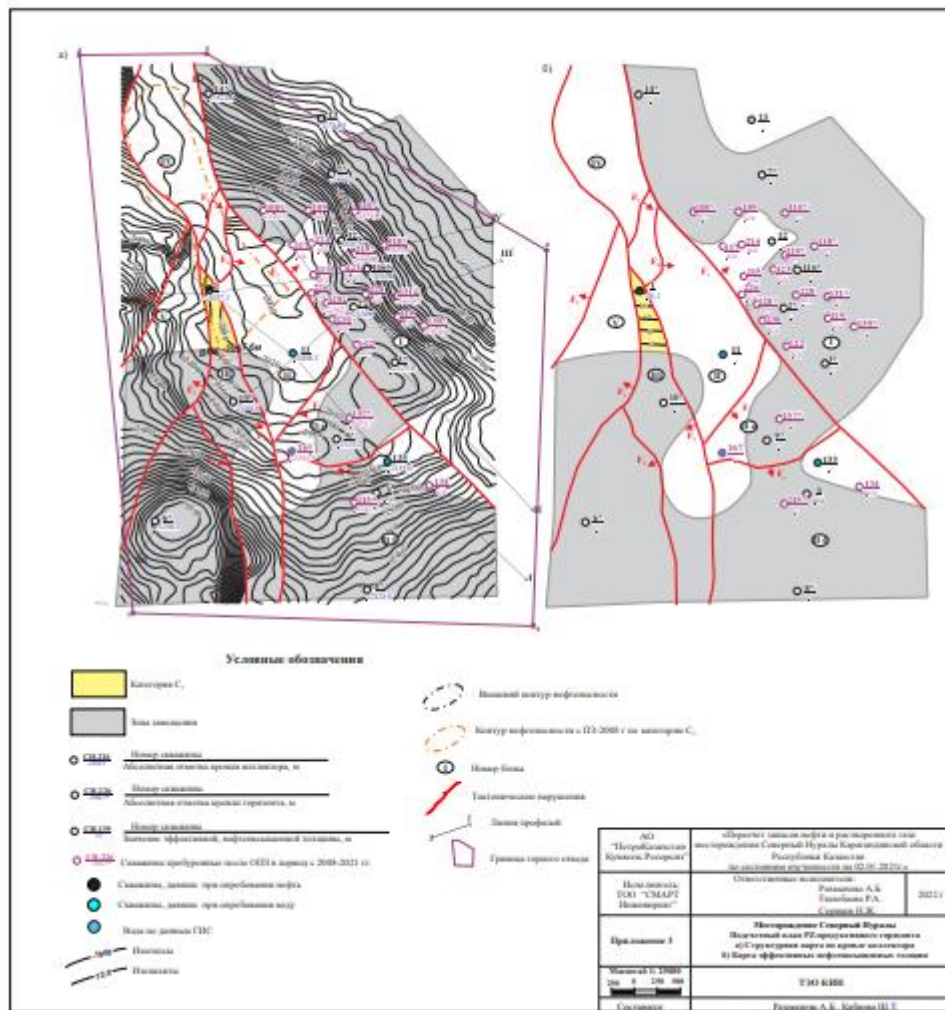
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН



ab Структурная карта по уровню производственного персонала



В) Карта эффективных инфляционных налогов



Условные обозначения



АО "Технополис Кукань-Риуран"	«Переходы между видами и на территории или территориях Соединенной Штатов Америки, включая Республику Кувейт и на территории и/или за пределами ИСД №1, №2/1»	По состоянию на 31.12.2019 г. Основными участниками являются: Рыбаков А.Б. Рыбаков Д.А. Сидоров А.В.	2012г.
Приложение 2	Входит в число предприятий группы №1-4 и/или №2-4, №3-4, №4-4 и/или №5-4, №6-4, №7-4, №8-4, №9-4, №10-4, №11-4, №12-4, №13-4, №14-4, №15-4, №16-4, №17-4, №18-4, №19-4, №20-4, №21-4, №22-4, №23-4, №24-4, №25-4, №26-4, №27-4, №28-4, №29-4, №30-4, №31-4, №32-4, №33-4, №34-4, №35-4, №36-4, №37-4, №38-4, №39-4, №40-4, №41-4, №42-4, №43-4, №44-4, №45-4, №46-4, №47-4, №48-4, №49-4, №50-4, №51-4, №52-4, №53-4, №54-4, №55-4, №56-4, №57-4, №58-4, №59-4, №60-4, №61-4, №62-4, №63-4, №64-4, №65-4, №66-4, №67-4, №68-4, №69-4, №70-4, №71-4, №72-4, №73-4, №74-4, №75-4, №76-4, №77-4, №78-4, №79-4, №80-4, №81-4, №82-4, №83-4, №84-4, №85-4, №86-4, №87-4, №88-4, №89-4, №90-4, №91-4, №92-4, №93-4, №94-4, №95-4, №96-4, №97-4, №98-4, №99-4, №100-4, №101-4, №102-4, №103-4, №104-4, №105-4, №106-4, №107-4, №108-4, №109-4, №110-4, №111-4, №112-4, №113-4, №114-4, №115-4, №116-4, №117-4, №118-4, №119-4, №120-4, №121-4, №122-4, №123-4, №124-4, №125-4, №126-4, №127-4, №128-4, №129-4, №130-4, №131-4, №132-4, №133-4, №134-4, №135-4, №136-4, №137-4, №138-4, №139-4, №140-4, №141-4, №142-4, №143-4, №144-4, №145-4, №146-4, №147-4, №148-4, №149-4, №150-4, №151-4, №152-4, №153-4, №154-4, №155-4, №156-4, №157-4, №158-4, №159-4, №160-4, №161-4, №162-4, №163-4, №164-4, №165-4, №166-4, №167-4, №168-4, №169-4, №170-4, №171-4, №172-4, №173-4, №174-4, №175-4, №176-4, №177-4, №178-4, №179-4, №180-4, №181-4, №182-4, №183-4, №184-4, №185-4, №186-4, №187-4, №188-4, №189-4, №190-4, №191-4, №192-4, №193-4, №194-4, №195-4, №196-4, №197-4, №198-4, №199-4, №200-4, №201-4, №202-4, №203-4, №204-4, №205-4, №206-4, №207-4, №208-4, №209-4, №210-4, №211-4, №212-4, №213-4, №214-4, №215-4, №216-4, №217-4, №218-4, №219-4, №220-4, №221-4, №222-4, №223-4, №224-4, №225-4, №226-4, №227-4, №228-4, №229-4, №230-4, №231-4, №232-4, №233-4, №234-4, №235-4, №236-4, №237-4, №238-4, №239-4, №240-4, №241-4, №242-4, №243-4, №244-4, №245-4, №246-4, №247-4, №248-4, №249-4, №250-4, №251-4, №252-4, №253-4, №254-4, №255-4, №256-4, №257-4, №258-4, №259-4, №260-4, №261-4, №262-4, №263-4, №264-4, №265-4, №266-4, №267-4, №268-4, №269-4, №270-4, №271-4, №272-4, №273-4, №274-4, №275-4, №276-4, №277-4, №278-4, №279-4, №280-4, №281-4, №282-4, №283-4, №284-4, №285-4, №286-4, №287-4, №288-4, №289-4, №290-4, №291-4, №292-4, №293-4, №294-4, №295-4, №296-4, №297-4, №298-4, №299-4, №300-4, №301-4, №302-4, №303-4, №304-4, №305-4, №306-4, №307-4, №308-4, №309-4, №310-4, №311-4, №312-4, №313-4, №314-4, №315-4, №316-4, №317-4, №318-4, №319-4, №320-4, №321-4, №322-4, №323-4, №324-4, №325-4, №326-4, №327-4, №328-4, №329-4, №330-4, №331-4, №332-4, №333-4, №334-4, №335-4, №336-4, №337-4, №338-4, №339-4, №340-4, №341-4, №342-4, №343-4, №344-4, №345-4, №346-4, №347-4, №348-4, №349-4, №350-4, №351-4, №352-4, №353-4, №354-4, №355-4, №356-4, №357-4, №358-4, №359-4, №360-4, №361-4, №362-4, №363-4, №364-4, №365-4, №366-4, №367-4, №368-4, №369-4, №370-4, №371-4, №372-4, №373-4, №374-4, №375-4, №376-4, №377-4, №378-4, №379-4, №380-4, №381-4, №382-4, №383-4, №384-4, №385-4, №386-4, №387-4, №388-4, №389-4, №390-4, №391-4, №392-4, №393-4, №394-4, №395-4, №396-4, №397-4, №398-4, №399-4, №400-4, №401-4, №402-4, №403-4, №404-4, №405-4, №406-4, №407-4, №408-4, №409-4, №410-4, №411-4, №412-4, №413-4, №414-4, №415-4, №416-4, №417-4, №418-4, №419-4, №420-4, №421-4, №422-4, №423-4, №424-4, №425-4, №426-4, №427-4, №428-4, №429-4, №430-4, №431-4, №432-4, №433-4, №434-4, №435-4, №436-4, №437-4, №438-4, №439-4, №440-4, №441-4, №442-4, №443-4, №444-4, №445-4, №446-4, №447-4, №448-4, №449-4, №450-4, №451-4, №452-4, №453-4, №454-4, №455-4, №456-4, №457-4, №458-4, №459-4, №460-4, №461-4, №462-4, №463-4, №464-4, №465-4, №466-4, №467-4, №468-4, №469-4, №470-4, №471-4, №472-4, №473-4, №474-4, №475-4, №476-4, №477-4, №478-4, №479-4, №480-4, №481-4, №482-4, №483-4, №484-4, №485-4, №486-4, №487-4, №488-4, №489-4, №490-4, №491-4, №492-4, №493-4, №494-4, №495-4, №496-4, №497-4, №498-4, №499-4, №500-4, №501-4, №502-4, №503-4, №504-4, №505-4, №506-4, №507-4, №508-4, №509-4, №510-4, №511-4, №512-4, №513-4, №514-4, №515-4, №516-4, №517-4, №518-4, №519-4, №520-4, №521-4, №522-4, №523-4, №524-4, №525-4, №526-4, №527-4, №528-4, №529-4, №530-4, №531-4, №532-4, №533-4, №534-4, №535-4, №536-4, №537-4, №538-4, №539-4, №540-4, №541-4, №542-4, №543-4, №544-4, №545-4, №546-4, №547-4, №548-4, №549-4, №550-4, №551-4, №552-4, №553-4, №554-4, №555-4, №556-4, №557-4, №558-4, №559-4, №560-4, №561-4, №562-4, №563-4, №564-4, №565-4, №566-4, №567-4, №568-4, №569-4, №570-4, №571-4, №572-4, №573-4, №574-4, №575-4, №576-4, №577-4, №578-4, №579-4, №580-4, №581-4, №582-4, №583-4, №584-4, №585-4, №586-4, №587-4, №588-4, №589-4, №590-4, №591-4, №592-4, №593-4, №594-4, №595-4, №596-4, №597-4, №598-4, №599-4, №600-4, №601-4, №602-4, №603-4, №604-4, №605-4, №606-4, №607-4, №608-4, №609-4, №610-4, №611-4, №612-4, №613-4, №614-4, №615-4, №616-4, №617-4, №618-4, №619-4, №620-4, №621-4, №622-4, №623-4, №624-4, №625-4, №626-4, №627-4, №628-4, №629-4, №630-4, №631-4, №632-4, №633-4, №634-4, №635-4, №636-4, №637-4, №638-4, №639-4, №640-4, №641-4, №642-4, №643-4, №644-4, №645-4, №646-4, №647-4, №648-4, №649-4, №650-4, №651-4, №652-4, №653-4, №654-4, №655-4, №656-4, №657-4, №658-4, №659-4, №660-4, №661-4, №662-4, №663-4, №664-4, №665-4, №666-4, №667-4, №668-4, №669-4, №670-4, №671-4, №672-4, №673-4, №674-4, №675-4, №676-4, №677-4, №678-4, №679-4, №680-4, №681-4, №682-4, №683-4, №684-4, №685-4, №686-4, №687-4, №688-4, №689-4, №690-4, №691-4, №692-4, №693-4, №694-4, №695-4, №696-4, №697-4, №698-4, №699-4, №700-4, №701-4, №702-4, №703-4, №704-4, №705-4, №706-4, №707-4, №708-4, №709-4, №710-4, №711-4, №712-4, №713-4, №714-4, №715-4, №716-4, №717-4, №718-4, №719-4, №720-4, №721-4, №722-4, №723-4, №724-4, №725-4, №726-4, №727-4, №728-4, №729-4, №730-4, №731-4, №732-4, №733-4, №734-4, №735-4, №736-4, №737-4, №738-4, №739-4, №740-4, №741-4, №742-4, №743-4, №744-4, №745-4, №746-4, №747-4, №748-4, №749-4, №750-4, №751-4, №752-4, №753-4, №754-4, №755-4, №756-4, №757-4, №758-4, №759-4, №760-4, №761-4, №762-4, №763-4, №764-4, №765-4, №766-4, №767-4, №768-4, №769-4, №770-4, №771-4, №772-4, №773-4, №774-4, №775-4, №776-4, №777-4, №778-4, №779-4, №780-4, №781-4, №782-4, №783-4, №784-4, №785-4, №786-4, №787-4, №788-4, №789-4, №790-4, №791-4, №792-4, №793-4, №794-4, №795-4, №796-4, №797-4, №798-4, №799-4, №800-4, №801-4, №802-4, №803-4, №804-4, №805-4, №806-4, №807-4, №808-4, №809-4, №810-4, №811-4, №812-4, №813-4, №814-4, №815-4, №816-4, №817-4, №818-4, №819-4, №820-4, №821-4, №822-4, №823-4, №824-4, №825-4, №826-4, №827-4, №828-4, №829-4, №830-4, №831-4, №832-4, №833-4, №834-4, №835-4, №836-4, №837-4, №838-4, №839-4, №840-4, №841-4, №842-4, №843-4, №844-4, №845-4, №846-4, №847-4, №848-4, №849-4, №850-4, №851-4, №852-4, №853-4, №854-4, №855-4, №856-4, №857-4, №858-4, №859-4, №860-4, №861-4, №862-4, №863-4, №864-4, №865-4, №866-4, №867-4, №868-4, №869-4, №870-4, №871-4, №872-4, №873-4, №874-4, №875-4, №876-4, №877-4, №878-4, №879-4, №880-4, №881-4, №882-4, №883-4, №884-4, №885-4, №886-4, №887-4, №888-4, №889-4, №890-4, №891-4, №892-4, №893-4, №894-4, №895-4, №896-4, №897-4, №898-4, №899-4, №900-4, №901-4, №902-4, №903-4, №904-4, №905-4, №906-4, №907-4, №908-4, №909-4, №910-4, №911-4, №912-4, №913-4, №914-4, №915-4, №916-4, №917-4, №918-4, №919-4, №920-4, №921-4, №922-4, №923-4, №924-4, №925-4, №926-4, №927-4, №928-4, №929-4, №930-4, №931-4, №932-4, №933-4, №934-4, №935-4, №936-4, №937-4, №938-4, №939-4, №940-4, №941-4, №942-4, №943-4, №944-4, №945-4, №946-4, №947-4, №948-4, №949-4, №950-4, №951-4, №952-4, №953-4, №954-4, №955-4, №956-4, №957-4, №958-4, №959-4, №960-4, №961-4, №962-4, №963-4, №964-4, №965-4, №966-4, №967-4, №968-4, №969-4, №970-4, №971-4, №972-4, №973-4, №974-4, №975-4, №976-4, №977-4, №978-4, №979-4, №980-4, №981-4, №982-4, №983-4, №984-4, №985-4, №986-4, №987-4, №988-4, №989-4, №990-4, №991-4, №992-4, №993-4, №994-4, №995-4, №996-4, №997-4, №998-4, №999-4, №1000-4, №1001-4, №1002-4, №1003-4, №1004-4, №1005-4, №1006-4, №1007-4, №1008-4, №1009-4, №1010-4, №1011-4, №1012-4, №1013-4, №1014-4, №1015-4, №1016-4, №1017-4, №1018-4, №1019-4, №1020-4, №1021-4, №1022-4, №1023-4, №1024-4, №1025-4, №1026-4, №1027-4, №1028-4, №1029-4, №1030-4, №1031-4, №1032-4, №1033-4, №1034-4, №1035-4, №1036-4, №1037-4, №1038-4, №1039-4, №1040-4, №1041-4, №1042-4, №1043-4, №1044-4, №1045-4, №1046-4, №1047-4, №1048-4, №1049-4, №1050-4, №1051-4, №1052-4, №1053-4, №1054-4, №1055-4, №1056-4, №1057-4, №1058-4, №1059-4, №1060-4, №1061-4, №1062-4, №1063-4, №1064-4, №1065-4, №1066-4, №1067-4, №1068-4, №1069-4, №1070-4, №1071-4, №1072-4, №1073-4, №1074-4, №1075-4, №1076-4, №1077-4, №1078-4, №1079-4, №1080-4, №1081-4, №1082-4, №1083-4, №1084-4, №1085-4, №1086-4, №1087-4, №1088-4, №1089-4, №1090-4, №1091-4, №1092-4, №1093-4, №1094-4, №1095-4, №1096-4, №1097-4, №1098-4, №1099-4, №1100-4, №1101-4, №1102-4, №1103-4, №1104-4, №1105-4, №1106-4, №1107-4, №1108-4, №1109-4, №1110-4, №1111-4, №1112-4, №1113-4, №1114-4, №1115-4, №1116-4, №1117-4, №1118-4, №1119-4, №1120-4, №1121-4, №1122-4, №1123-4, №1124-4, №1125-4, №1126-4, №1127-4, №1128-4, №1129-4, №1130-4, №1131-4, №1132-4, №1133-4, №1134-4, №1135-4, №1136-4, №1137-4, №1138-4, №1139-4, №1140-4, №1141-4, №1142-4, №1143-4, №1144-4, №1145-4, №1146-4, №1147-4, №1148-4, №1149-4, №1150-4, №1151-4, №1152-4, №1153-4, №1154-4, №1155-4, №1156-4, №1157-4, №1158-4, №1159-4, №1160-4, №1161-4, №1162-4, №1163-4, №1164-4, №1165-4, №1166-4, №1167-4, №1168-4, №1169-4, №1170-4, №1171-4, №1172-4, №1173-4, №1174-4, №1175-4, №1176-4, №1177-4, №1178-4, №1179-4, №1180-4, №1181-4, №1182-4, №1183-4, №1184-4, №1185-4, №1186-4, №1187-4, №1188-4, №1189-4, №1190-4, №1191-4, №1192-4, №1193-4, №1194-4, №1195-4, №1196-4, №1197-4, №1198-4, №1199-4, №1200-4, №1201-4, №1202-4, №1203-4, №1204-4, №1205-4, №1206-4, №1207-4, №1208-4, №1209-4, №1210-4, №1211-4, №1212-4, №1213-4, №1214-4, №1215-4, №1216-4, №1217-4, №1218-4, №1219-4, №1220-4, №1221-4, №1222-4, №1223-4, №1224-4, №1225-4, №1226-4, №1227-4, №1228-4, №1229-4, №1230-4, №1231-4, №1232-4, №1233-4, №1234-4, №1235-4, №1236-4, №1237-4, №1238-4, №1239-4, №1240-4, №1241-4, №1242-4, №1243-4, №1244-4, №1245-4, №1246-4, №1247-4, №1248-4, №1249-4, №1250-4, №1251-4, №1252-4, №1253-4, №1254-4, №1255-4, №1256-4, №1257-4, №1258-4, №1259-4, №1260-4, №1261-4, №1262-4, №1263-4, №1264-4, №1265-4, №1266-4, №1267-4, №1268-4, №1269-4, №1270-4, №1271-4, №1272-4, №1273-4, №1274-4, №1275-4, №1276-4, №1277-4, №1278-4, №1279-4, №1280-4, №1281-4, №1282-4, №1283-4, №1284-4, №1285-4, №1286-4, №1287-4, №1288-4, №1289-4, №1290-4, №1291-4, №1292-4, №1293-4, №1294-4, №1295-4, №1296-4, №1297-4, №1298-4, №1299-4, №1300-4, №1301-4, №1302-4, №1303-4, №1304-4, №1305-4, №1306-4, №1307-4, №1308-4, №1309-4, №1310-4, №1311-4, №1312-4, №1313-4, №1314-4, №1315-4, №1316-4, №1317-4, №1318-4, №1319-4, №1320-4, №1321-4, №1322-4, №1323-4, №1324-4, №1325-4, №1326-4, №1327-4, №1328-4, №1329-4, №1330-4, №1331-4, №1332-4, №1333-4, №1334-4, №1335-4, №1336-4, №1337-4, №1338-4, №1339-4, №1340-4, №1341-4, №1342-4, №1343-4, №1344-4, №1345-4, №1346-4, №1347-4, №1348-4, №1349-4, №1350-4, №1351-4, №1352-4, №1353-4, №1354-4, №1355-4, №1356-4, №1357-4, №1358-4, №1359-4, №1360-4, №1361-4, №1362-4, №1363-4, №1364-4, №1365-4, №1366-4, №1367-4, №1368-4, №1369-4, №1370-4, №1371-4, №1372-4, №1373-4, №1374-4, №1375-4, №1376-4, №1377-4, №1378-4, №1379-4, №1380-4, №1381-4, №1382-4, №1383-4, №1384-4, №1385-4, №1386-4, №1387-4, №1388-4, №1389-4, №1390-4, №1391-4, №1392-4, №1393-4, №1394-4, №1395-4, №1396-4, №1397-4, №1398-4, №1399-4, №1400-4, №1401-4, №1402-4, №1403-4, №1404-4, №1405-4, №1406-4, №1407-4, №1408-4, №1409-4, №1410-4, №1411-4, №1412-4, №1413-4, №1414-4, №1415-4, №1416-4, №1417-4, №1418-4, №1419-4, №1420-4, №1421-4, №1422-4, №1423-4, №1424-4, №1425-4, №1426-4, №1427-4, №1428-4, №1429-4, №1430-4, №1431-4, №1432-4, №1433-4, №1434-4, №1435-4, №1436-4, №1437-4, №1438-4, №1439-4, №1440-4, №1441-4, №1442-4, №1443-4, №1444-4, №1445-4, №1446-4, №1447-4, №1448-4, №1449-4, №1450-4, №1451-4, №1452-4, №1453-4, №1454-4, №1455-4, №1456-4, №1457-4, №1458-4, №1459-4, №1460-4, №1461-4, №1462-4, №1463-4, №1464-4, №1465-4, №1466-4, №1467-4, №1468-4, №1469-4, №1470-4, №1471-4, №1472-4, №1473-4, №1474-4, №1475-4, №1476-4, №1477-4, №1478-4, №1479-4, №1480-4, №1481-4, №1482-4, №1483-4, №1484-4, №1485-4, №1486-4, №1487-4, №1488-4, №1489-4, №1490-4, №1491-4, №1492-4, №1493-4, №1494-4, №1495-4, №1496-4, №1497-4, №1498-4, №1499-4, №1500-4, №1501-4, №1502-4, №1503-4, №1504-4, №1505-4, №1506-4, №1507-4, №1508-4, №1509-4, №1510-4, №1511-4, №1512-4, №1513-4, №1514-4, №1515-4, №1516-4, №1517-4, №1518-4, №1519-4, №1520-4, №1521-4, №1522-4, №1523-4, №1524-4, №1525-4, №1526-4, №1527-4, №1528-4, №1529-4, №1530-4, №1531-4, №1532-4, №1533-4, №1534-4, №1535-4, №1536-4, №1537-4, №1538-4, №1539-4, №1540-4, №1541-4, №1542-4, №1543-4, №1544-4, №1545-4, №1546-4, №1547-4, №1548-4, №1549-4, №1550-4, №1551-4, №1552-4, №1553-4, №1554-4, №1555-4, №1556-4, №1557-4, №1558-4, №1559-4, №1560-4, №1561-4, №1562-4, №1563-4, №1564-4, №1565-4, №1566-4, №1567-4, №1568-4, №1569-4, №1570-4, №1571-4, №1572-4, №1573-4, №1574-4, №1575-4, №1576-4, №1577-4, №1578-4, №1579-4, №1580-4, №1581-4, №1582-4, №1583-4, №1584-4, №1585-4, №1586-4, №1587-4, №1588-4, №1589-4, №1590-4, №1591-4, №1592-4, №1593-4, №1594-4, №1595-4, №1596-4, №1597-4, №1598-4, №1599-4, №1600-4, №1601-4, №1602-4, №1603-4, №1604-4, №1605-4, №1606-4, №1607-4, №1608-4, №1609-4, №1610-4, №1611-4, №1612-4, №1613-4, №1614-4, №1615-4, №1616-4, №1617-4, №1618-4, №1619-4, №1620-4, №1621-4, №1622-4, №1623-4, №1624-4, №1625-4, №1626-4, №1627-4, №1628-4, №1629-4, №1630-4, №1631-4, №1632-4, №1633-4, №1634-4, №1635-4, №1636-4, №1637-4, №1638-4, №1639-4, №1640-4, №1641-4, №1642-4, №1643-4, №1644-4, №1645-4, №1646-4, №1647-4, №1648-4, №1649-4, №1650-4, №1651-4, №1652-4, №1653-4, №1654-4, №1655-4, №1656-4, №1657-4, №1658-4, №1659-4, №1660-4, №1661-4, №1662-4, №1663-4, №1664-4, №1		

