

Раздел 3

Охрана окружающей среды к индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак



3 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Введение

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ) расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области. Западно-Казахстанская область расположена на северо-западе Республики Казахстан, на рубеже двух частей света: Европы и Азии. На севере область граничит с Оренбургской, на северо-западе – с Саратовской, на западе с Волгоградской и Астраханской областями Российской Федерации, на юге – с Атырауской и востоке – с Актыбинской областями Республики Казахстан.

Административным центром Бурлинского района является город Аксай. Вблизи от административного центра к северу от 51-ой параллели северной широты и к востоку от 53-го меридиана восточной долготы расположено месторождение, в 110 км на запад расположен областной центр г. Уральск. В городе Аксай находится железнодорожная станция Казахстан, через которую проходит линия Уральск – Соль-Илецк.

Основным транспортным сообщением являются автомобильные дороги с твердым покрытием:

- Аксай – Оренбург, проходящая к западу от месторождения.
- Аксай – Уральск, юго-западнее от месторождения.

Обзорная карта расположения Карачаганакского месторождения приведена на рисунке 3.1.

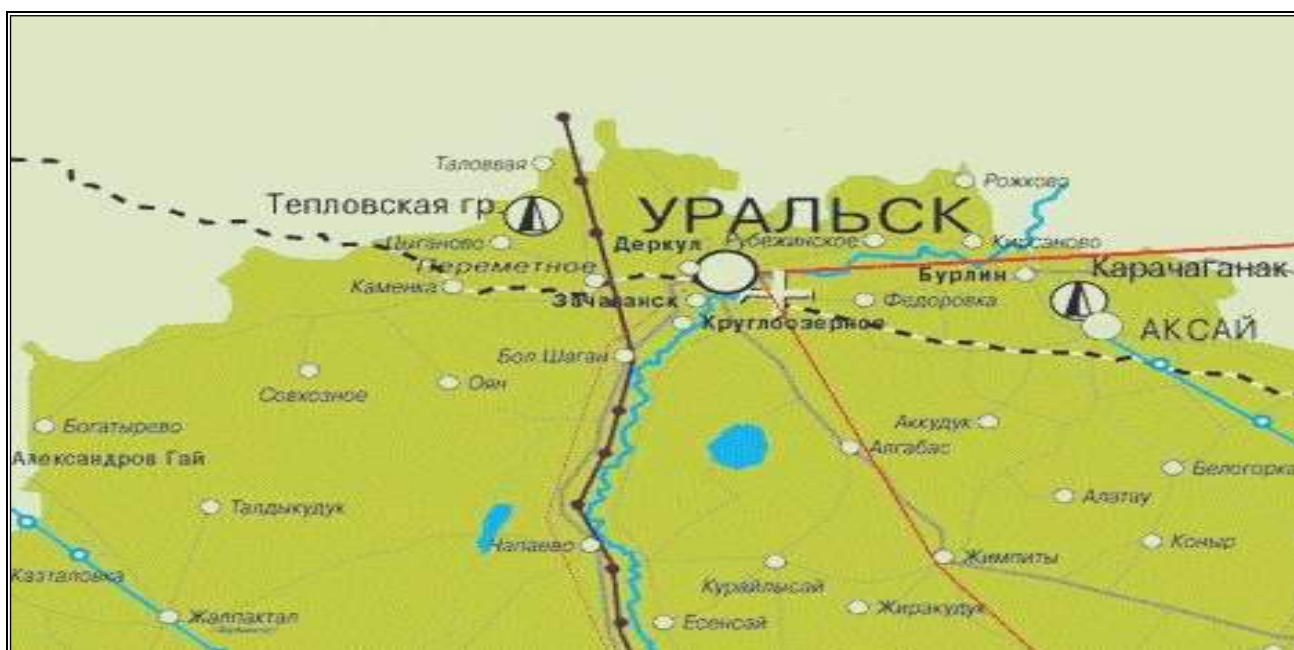


Рисунок 3.1 - Обзорная карта расположения Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения

3.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха

3.1.1 Характеристика климатических условий

Климат района, как и всей области, находящейся на стыке континентов Европы и Азии, отличается высокой континентальностью. Континентальность проявляется в резких температурных контрастах дня и ночи, зимы и лета, в быстром переходе от зимы к лету, засушливости и обилии солнечной радиации. Среднегодовое количество осадков колеблется от 239 мм в п. Джамбейты, до 257 мм п. Чингирлау и 273 мм г. Аксай. Распределение осадков по сезонам года неравномерно: 40% всех осадков приходится на зимне-весенний период, а 60 % - на летне-осенний. Средняя температура самого тёплого месяца июля составляет 22-24 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха равна 41-45 °С. Самым холодным месяцем является январь, средняя температура которого –14,9 °С, абсолютный минимум достигает -37 °С -44 °С, а в местах с пониженным рельефом -44 °С -47 °С.

Устойчивый снежный покров образуется 3-10 ноября, а сходит в период 31 марта–3 апреля, продолжительность составляет 119-131 день. Средняя высота снежного покрова составляет 24-27 см. В значительной мере на характеристики экологических факторов на территории области оказывает ветровой режим, он часто усиливает неблагоприятные составляющие климатообразующих показателей. Ветровой режим области обуславливается барическими и циркуляционными факторами, орографией и по своему характеру довольно различен.

Для района характерны частые сильные ветры восточного, юго-восточного направлений. Скорости ветра имеют хорошо выраженный суточный ход, причём максимальные скорости, как правило, наблюдаются после полудня, минимальные - перед восходом солнца. Ветры со скоростью более 15 м/сек наблюдаются зимой и число дней с ними колеблется от 6 до 34. При прохождении циклонов скорости ветра иногда увеличиваются до 20-25 м/сек. В течение года значение средней скорости ветра колеблется от 3,6 м/сек. до 5,5 м/сек. Наибольшая скорость ветра до 25 м/сек. Среднегодовая расчётная скорость ветра составляет 4,5 м/сек.

Основные направления и скорости ветров в районе проектирования представлены таблицей 3.1.

Таблица 3.1 – Основные направления и скорости ветров

Направления ветров	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
%	10	11	16	11	13	15	14	10	21

Более наглядное представление о ветровом режиме дает годовая роза ветров, представленная на рисунке 3.1.



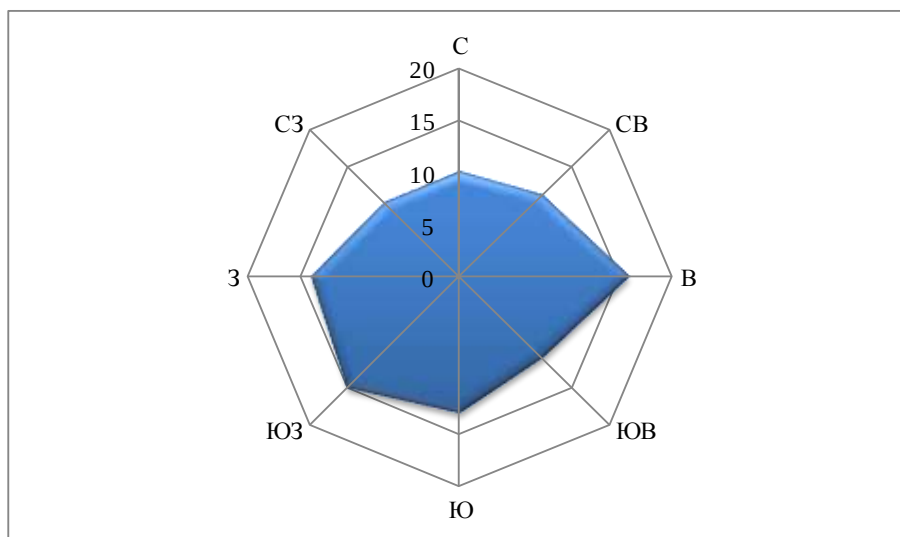


Рисунок 3.1 – Годовая роза ветров

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

Число дней со штилевой погодой на метеостанции Аксай в среднем составляет 11 %, на метеостанции Чингирлау – 12 %, на метеостанции Джамбейты – 3 %.

Важным фактором, затрудняющим вертикальный воздухообмен и обеспечивающим условия накопления вредных веществ в приземном слое атмосферы, являются инверсии. Повторяемость инверсий, то есть снижение способности атмосферы рассеивать вредные выбросы, в районе месторождения Карачаганак на метеостанции города Аксай составляет 34,5 %, в районе метеостанции Чингирлау – 34,9 %.

3.1.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Согласно требованиям Экологического Кодекса Республики Казахстан на территории месторождения реализуется Программа Производственного Экологического Контроля КПО. В рамках «Программы...» лабораторией ИПЦ «Gidromet ltd» осуществляется мониторинг атмосферного воздуха.

Мониторинговые данные, представлены согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля КПО для КНГКМ за 4 квартал 2025 года». Состояние атмосферного воздуха на территории месторождения оценивается по максимальным значениям содержания в нем контролируемых (маркерных) загрязняющих веществ, которые определяются в течение анализируемого периода. Критерий оценки – предельно допустимая концентрация (ПДК) загрязняющего вещества в атмосферном воздухе.

Результаты мониторинговых данных о состоянии атмосферного воздуха по ближайшему мониторинговому посту и населенному пункту к проектируемой скважине 9882 (РТ_5) за 4 квартал 2025 года представлено в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 - Характеристика загрязнения атмосферного воздуха близлежащего мониторингового поста СЭМ-010 за 4 квартал 2025 г.

Примесь	Максимально разовая концентрация	
	мг/м ³	кратность ПДКс.с.
Сероводород	0	0,008
Диоксид серы	0,002	0,5
Диоксид азота	0,005	0,2
Оксид углерода	0,5	5,0

Таблица 3.3 - Характеристика загрязнения атмосферного воздуха близлежащего населенного пункта (поселок Приуральное) за 2025 г.

Примесь	Максимально разовая концентрация	
	мг/м ³	кратность ПДКс.с.
Сероводород	0,002	0,008
Диоксид серы	0,004	0,5
Диоксид азота	0,029	0,2
Оксид углерода	0,391	5,0

Таким образом, проведенное исследование санитарно-гигиенической оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха на территории КНГКМ и в ближайшем к проектируемой скважине населенном пункте за 4 квартал 2025 года показало, что концентрация загрязняющих веществ не превышают нормативы предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов.

3.1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения

В соответствии с Индивидуальным техническим проектом на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5), планируется строительство скважины с проектной шлубиной (вертикальная глубина от уровня моря) 4987,52 м и измеренной глубиной по стволу 6716 м.

Основной задачей строительства горизонтальной добывающей скважины 9882(РТ_5) является добыча нефти.

На основании договора и технического задания, выданного компанией КПО б.в., разработан раздел «Охрана окружающей среды» к «Индивидуальному техническому проекту на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак», в котором выявлены источники загрязнения при строительстве данной скважины и приведены мероприятия по минимизации ущерба природной среде.

Данный раздел выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года.

Согласно техническому заданию, бурение скважины и испытание скважины предполагается осуществлять с применением буровой установкой Rig-249.

Буровая установка оснащена современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяют требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

На основании технического задания, под строительство скважины отводится 3,5 гектара территории, так как скважина будет находиться на лицензионной территории, отданной в пользование компании КПО б.в., дополнительного отвода земель не потребуется.

Координаты устья скважины - X=9663830, Y=5692453.

Направление – для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор Ø 508 мм предусмотрен для перекрытия зоны неустойчивых пород и монтажа диверторной установки.

1 Промежуточная колонна Ø 339,7 мм предусмотрена для перекрытия неустойчивых отложений. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия иренских и филипповских отложений.

2 Промежуточная колонна Ø 244,5/250,8 мм предусмотрена для перекрытия текучих пород иренского яруса и монтажа ПВО для безопасного вскрытия продуктивных горизонтов.



Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм предусмотрен для перекрытия I и II объектов, испытания и эксплуатации III объекта.

Эксплуатационная колонна (изолирующая надставка) Ø177,8 мм - для повышения надежности крепи скважины в иренских отложениях, испытания и эксплуатации III объекта.

Хвостовик Ø 114,3 мм предусмотрен для ГРП, испытания и эксплуатации III объекта.

При строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5), будут применяться высокоэффективные ингибированные буровые растворы, которые не оказывают вредного влияния на окружающую среду, так как они состоят из воды, биологических разлагаемых полимеров и инертных материалов.

Компоненты бурового раствора представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Компоненты полимерного ингибированного бурового раствора

Наименование компонентов бурового раствора	Функция
Вода	Основа
Na ₂ CO ₃	Снижает жесткость (снижения содержания ионов Ca ²⁺) в воде при приготовлении бурового раствора
Бентонит	Применяется в качестве структурообразователя
КОН	Обеспечивается величина pH
Poly-Plus RD	Полимер-флокулянт
Spersene CF	Разжижитель, вводить при необходимости
KCl	Ингибитор глин и аргиллитов
Safe-Carb	Для поддержания плотности раствора (кислоторастворимый утяжелитель)
Polypac UL	Понизитель фильтрации
Duo-Vis	Структурообразователя, используется при необходимости
Poly-Sal	Понизитель фильтрации
OS1-L (Поглотитель CO ₂)	Поглотителя CO ₂
Lube 167	Смазывающая добавка
M-I Cide	Биоцид

Общая продолжительность строительства скважины представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Продолжительность цикла строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сутки	
Строительство и монтаж буровой установки	12
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление	124
Испытание в эксплуатационной колонне	45
Всего продолжительность цикла строительства	183

Строительно-монтажные работы включают:

В этот период предусмотрены работы по монтажу технологического оборудования на уже готовой буровой площадке

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

Подготовительные работы предполагают выполнение пуско-наладочного комплекса после завершения работ по монтажу бурового оборудования.

Бурение и крепление включает ряд операций:

Бурение – сложный технологический процесс строительства ствола буровой скважины, состоящий из следующих основных операций:

- бурение скважины посредством разрушения горных пород буровым инструментом;
- удаление выбуренной породы из скважины;
- крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами;
- проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и выявлению продуктивных горизонтов;



- спуск на проектную глубину и цементирование последней (эксплуатационной) колонны.

Бурение предполагается осуществлять станком Rig 249 или аналогом.

Согласно графику движения станков на КНГКМ бурение горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) будет осуществляться в 2027 г.

Технологией проведения буровых работ предусмотрено применение:

- безамбарного метода бурения;
- экологически безопасных компонентов бурового раствора;
- закрытой системы циркуляции бурового раствора;
- трехступенчатой системы очистки бурового раствора;
- использование сертифицированного оборудования.

Индивидуальным техническим проектом предусмотрено использование двух вариантов бурового раствора:

Вариант №1 – это использование раствора на водной основе в интервале от 0 до 200 м и раствор на углеводородной основе в интервале от 200 до 6716 м. Необходимость в этом растворе связана с угрозой целостности ствола скважины, которая может возникнуть при увеличении плотности соленасыщенного полимерного бурового раствора.

Вариант №2 – это соленасыщенный (NaCl) полимерный раствор на водной основе в интервале от 0 до 6716 м.

Классификация используемых компонентов бурового раствора и сведения о сертификации представлены в главе 3.5 раздела 3 технической части проекта в соответствии с данными о потребности в химреагентах, определенной разделом 7 технической части проекта.

Испытание скважины состоит из ряда операций:

По окончании буровых работ проводится испытание скважины по программе:

- Освоение, очистка и гидрогазодинамические исследования.
- Обработка пласта 15 % раствором HCl.
- Работа после интенсификации притока из пласта (вызов притока и исследование объекта) и отжиг на ГФУ.

Согласно графику движения станков на КНГКМ испытание горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) и отжиг на ГФУ будет осуществляться в 2027 г.



После проведения всего цикла испытания скважина считается освоенной и строительство скважины законченным.

Характеристика проектируемой скважины представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Характеристика проектируемой скважины

Показатель	Значение
Количество скважин	1
Номера скважин	№9882 (РТ_5)
Расположение (суша, море)	Суша
Месторождение, площадь	Месторождение Карачаганак
Средняя проектная глубина	Глубина 6716 м
Назначение скважины	Добывающая скважина
Вид скважин	Горизонтальная скважина
Способ бурения	Роторный, забойный двигатель
Вид привода	Дизельный
Тип установки	Rig-249

Характеристика источников выбросов в атмосферу

Состояние воздушного бассейна зависит как от деятельности собственных предприятий, так и от трансграничного переноса загрязняющих веществ с сопредельных территорий. Основными загрязнителями воздушного бассейна на предприятиях нефтегазового комплекса являются выбросы при проведении скважинных операций, от технологического и энергетического оборудования, автотранспорта.

Настоящим проектом определяется степень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Загрязнение атмосферного воздуха при строительстве скважин является следствием основных технологических процессов:

- сжигания дизельного топлива в двигателях внутреннего сгорания и в форсунках;
- перекачки и хранения ГСМ в резервуарах;
- сжигания смеси, содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при освоении скважины (ССПФ) на горизонтальной факельной установке при испытании скважины, согласно статье 146 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 24.05.2018 г. №156-VI.

Проектом определены основные варианты работы оборудования и операции по очистке скважины с отжигом через факельную установку.

К расчету загрязнения атмосферного воздуха в период строительства горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) принимаются варианты максимального воздействия на состояние атмосферного воздуха, а именно:

- подготовительные работы к бурению - вариант I;
- бурение скважины – вариант II;
- испытание (освоение) скважины и отжиг ССПФ на ГФУ – вариант III.

Организованными источниками загрязнения атмосферного воздуха на буровой площадке являются:

- комплекс из пяти дизельных двигателей марки «Caterpillar» 3512 DITA, N=1260 кВт;
- установка Tioga 4MM BTU (2 комплекта);
- паровой котел «Holman» (2 комплекта, 1 – резервный);
- емкость для хранения дизельного топлива (4 шт.);
- дизельгенератор сварочного аппарата;
- дизельгенератор цементирующего агрегата;
- ГФУ.

Неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на буровой площадке являются:

- блок очистки буровых растворов;
- емкости для хранения бурового раствора;
- емкости для сбора бурового шлама;
- линия дизтоплива (насосы ГСМ, ЗРА и ФА);
- буровые насосы (3 шт.);
- сварочный аппарат;
- аппарат газовой резки.

Хранение химреагентов для приготовления бурового раствора осуществляется в металлическом контейнере. Проектом допускается временное размещение химреагентов, расфасованных в герметичной таре (пластмассовые и металлические бочки и канистры), на гидроизолированной площадке с укрытием от размокания. Данным проектом предусмотрено приготовление бурового раствора с экологически безопасными добавками, то есть не предполагаются выбросы вредных веществ в атмосферу. Добавки химреагентов в буровой раствор осуществляются на специально оборудованной в соответствии с нормативными требованиями площадке. В блоке приготовления бурового раствора соблюдаются условия герметизации оборудования, так как подача составных компонентов бурового раствора осуществляется системой пневмотранспорта. Компрессор системы пневмотранспорта имеет электрический привод.



Необходимое для работы двигателей масло доставляется на буровую площадку в бочках (по 200 л). После использования отработанное масло собирается в пустые бочки и передаются на утилизацию в специализированные организации.

Согласно представленной Заказчиком схеме доставки цемента и приготовления цементного раствора технологический процесс приготовления цементного раствора включает:

- доставку цементного раствора на цементовозах;
- подачу в бункеры с цементным раствором добавок, с последующим сбросом в осреднительную емкость с последующей подачей на буровую площадку для закачки в скважину.

Таким образом, источником загрязнения атмосферного воздуха при цементировании затрубного и межтрубного пространств скважины является цементировочный агрегат.

Для выработки электроэнергии и тепла в период проведения проектируемых работ при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на площадке будет эксплуатироваться одна и та же буровая установка для I и II вариантов расчета. Для III варианта расчета для временного хранения и перекачивания дизельного топлива используется то же оборудование, только с меньшим количеством времени и объемом расходуемого топлива.

Таким образом, нумерация источников выбросов загрязняющих веществ для всех трех вариантов расчета будет идентичная.

Перечень одновременно используемого оборудования повариантно представлен ниже.

I вариант – подготовительные работы к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Всего 9 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе:

- Организованные источники выбросов:
 - Источник № 0001 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
 - Источник № 0002 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
 - Источник № 0003 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
 - Источник № 0004 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
 - Источник № 0005 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
 - Источник № 0006 – Установка «Tioga» 4MM BTU (1 комплект).
 - Источник № 0007 – Установка «Tioga» 4MM BTU (1 комплект).
 - Источник № 0008 – паровой котел «Holman» (1 комплект).
 - Источник № 0009 – паровой котел «Holman» (резервный) (1 комплект).



Все расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при подготовительных работах представлены в приложении 1.

II вариант – бурение горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Всего 22 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе:

- Организованные источники выбросов:
 - Источник № 0001 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$
 - Источник № 0002 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$
 - Источник № 0003 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$
 - Источник № 0004 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$
 - Источник № 0005 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$
 - Источник № 0006 – Установка «Tioga» 4ММ ВТУ (1 комплект)
 - Источник № 0007 – Установка «Tioga» 4ММ ВТУ (1 комплект)
 - Источник № 0008 – паровой котел «Holman»
 - Источник № 0009 – паровой котел «Holman» (резервный)
 - Источник № 0010 – ёмкость для хранения дизельного топлива (объемом 79 м^3)
 - Источник № 0011 – ёмкость для хранения дизельного топлива (объемом 79 м^3)
 - Источник № 0012 – ёмкость для хранения дизельного топлива (объемом 79 м^3)
 - Источник № 0013 – Дизельгенератор сварочного аппарата
 - Источник № 0014 – Дизельгенератор цементировочного агрегата
- Неорганизованные источники выбросов:
 - Источник № 6001 – блок очистки
 - Источник № 6002 – емкость для хранения бурового раствора
 - Источник № 6003 – емкость для сбора бурового шлама
 - Источник № 6004 – буровые насосы (3 шт.)
 - Источник № 6005 – насосы ГСМ (2 шт.)
 - Источник № 6006 – сварочный аппарат
 - Источник № 6007 – аппарат газовой резки

Все расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при бурении скважины представлены в приложении 2.

III вариант – испытание (освоение) горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Всего 13 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в том числе:

- Организованные источники выбросов:
 - Источник № 0001 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260 \text{ кВт}$



- Источник № 0002 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
- Источник № 0003 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
- Источник № 0004 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
- Источник № 0005 – Дизельный двигатель «Caterpillar» 3512 DITA, $N = 1260$ кВт
- Источник № 0006 – Установка «Tioga» 4ММ ВТУ (1 комплект)
- Источник № 0007 – Установка «Tioga» 4ММ ВТУ (1 комплект)
- Источник № 0008 – паровой котел «Holman»
- Источник № 0009 – паровой котел «Holman» (резервный)
- Источник № 0010 – ёмкость для хранения дизельного топлива (объемом 79 м^3)
- Источник № 0011 – ёмкость для хранения дизельного топлива (объемом 79 м^3)
- Источник № 0015 – ГФУ
- Неорганизованные источники выбросов:
 - Источник № 6005 – насосы ГСМ (2 шт.)

Все расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при испытании скважины представлены в приложении 3.

Карта-схема расположения проектной скважины 9882 (РТ_5) на контрактной территории КПО б.в. представлена на рисунке 3.2.

Расположение источников выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании (освоении) скважины на буровой площадке схематически представлено на рисунке 3.4.

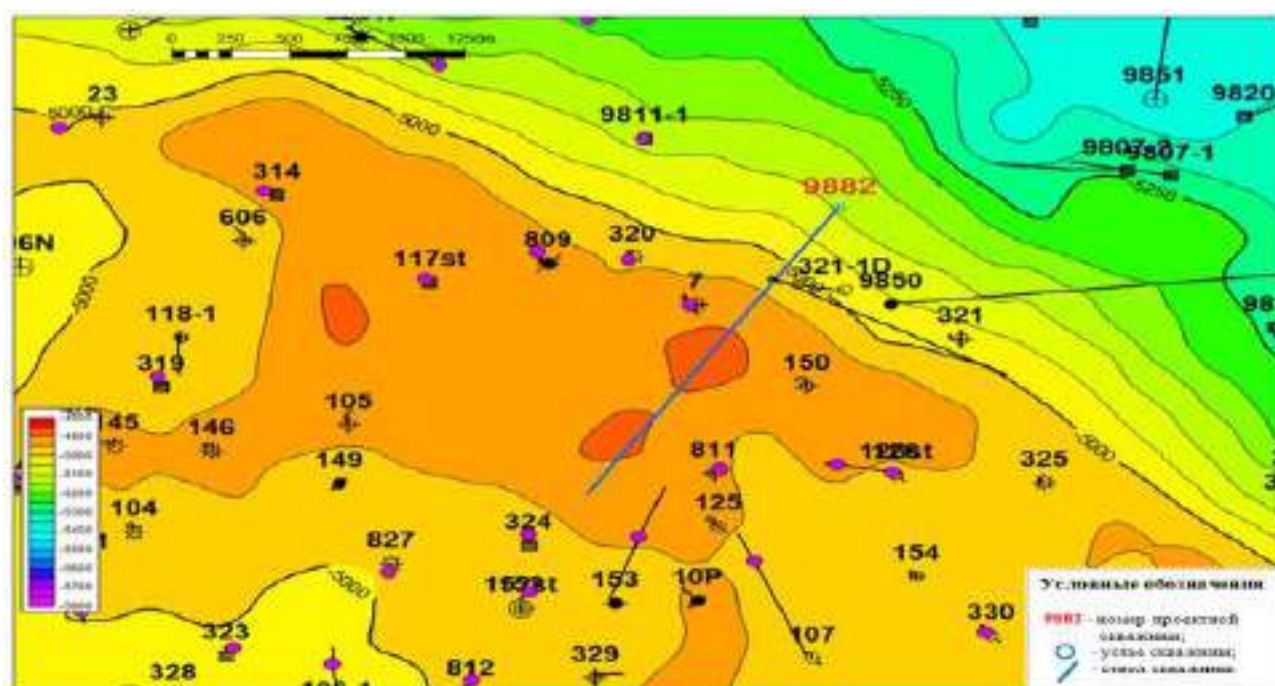
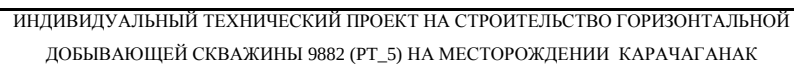


Рисунок 3.2 – Карта-схема расположения проектируемой скважины 9882 (РТ_5)



Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ по каждому источнику проведены их расчеты.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу производились на основании:

- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 года №100-п;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 г. РНД 211.2.02.04-2004;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2005 г. РНД 211.2.02.09-2004;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г. РНД 211.2.02.03-2004;
- «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө;
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников и таблицы «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» представлены в Приложениях 1 - 4.

Также в приложении 10 указан компонентный состав газовой и жидкой фаз ССПФ, который был принят согласно данным лаборатории КПО б.в.

Перечни загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, представлены в таблицах 3.7 – 3.10.



Таблица 3.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период подготовительных работ к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	5,1860	0,3434	8,585
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	0,8429	0,0560	0,93
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	0,2084	0,0142	0,282
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05		3	3,2336	0,2169	4,342
0337	Углерод оксид	3	5	3		4	6,4895	0,4243	0,141433
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000005	0,000001	1
1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,0500	0,0030	1,066667
2754	Алканы C12-19	1	1			4	1,2000	0,0800	0,0799
ВСЕГО							17,2104	1,1378	16,427

Таблица 3.8 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо оксиды	0,04		0,04		3	0,0204	0,0065	0,1625
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001		2	0,0003	0,0003	0,3
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	5,8211	22,2385	555,968
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	0,9443	3,6136	60,23
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	0,2332	0,9376	18,754
0330	Серы диоксид	0,05	0,5	0,05		3	3,5462	14,9516	299,036
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,0001	0,0007	0,0875
0337	Углерода оксид	3	5	3		4	7,1261	29,8394	9,94647
0342	Фтористые газ.соединения	0,005	0,02	0,005		2	0,00001	0,0003	0,06
0344	Фториды неорганические	0,03	0,2	0,03		2	0,00004	0,0012	0,04
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000006	0,000017	20
1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,0568	0,1985	66,1667
2754	Алканы C12-19	1	1			4	1,4639	6,2854	6,2802
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	0,1	0,3	0,1		3	0,00002	0,0005	0,005
ВСЕГО							19,2125	78,0741	1037,04

Таблица 3.9– Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	35,5303	5,9832	149,5825
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	5,7738	0,9723	16,20667
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	11,6381	1,1475	22,948
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05		3	1079,3318	95,8804	1917,612
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,8780	0,0760	9,5
0337	Углерод оксид	3	5	3		4	259,3586	28,0494	9,349867
0410	Метан	50			50		6,3217	0,5462	0,010924
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000005	0,000002	2
1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,0500	0,0240	8
1715	Метантиол	0,006	0,006			4	0,0543	0,0047	0,783333
2754	Алканы C12-19	1	1			4	1,2310	0,6291	0,6289
ВСЕГО							1400,1676	133,3128	2136,622



Таблица 3.10 – Общий перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо оксиды	0,04		0,04		3	0,0204	0,0065	0,1625
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001		2	0,0003	0,0003	0,3
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	46,5374	28,5651	714,1275
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	7,5610	4,6419	77,365
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	12,0797	2,0993	41,986
0330	Серы диоксид	0,05	0,5	0,05		3	1086,1116	111,0489	2220,978
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,8781	0,0767	9,5875
0337	Углерода оксид	3	5	3		4	272,9742	58,3131	19,4377
0410	Метан	50			50		6,3217	0,5462	0,010924
0342	Фтористые газ. соединения	0,005	0,02	0,005		2	0,00001	0,0003	0,06
0344	Фториды неорганические	0,03	0,2	0,03		2	0,00004	0,0012	0,04
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,00002	20
1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,1568	0,2255	75,16667
1715	Метантиол	0,006	0,006			4	0,0543	0,0047	0,783333
2754	Алканы C12-19	1	1			4	3,8949	6,9945	6,9945
2908	Пыль неорганич.: 70-20%	0,3	0,3	0,1		3	0,00002	0,0005	0,005
ВСЕГО							1436,5905	212,5247	3187,005



Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования в Республике Казахстан, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе выполнен в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221 - Ө.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА, в котором реализованы основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Расчет концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе выполнен для максимального выброса при неблагоприятных метеорологических условиях. Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволили получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- ожидаемые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на границе СЗЗ.

Процесс подготовительных работ к строительству скважины (подготовка буровой площадки) не классифицируется в связи с кратковременностью работ и расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха не проводится.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в период бурения и испытания производился в локальной системе координат.

Область моделирования представлена расчетным прямоугольником с размерами сторон 50000 x 43000 метров, покрытым равномерной сеткой с шагом 1000 метров.

Координаты всех расчетных площадок на карте-схеме выбраны относительно основной системы координат. Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных выбросов при бурении и при испытании (освоении) скважины с использованием буровой установки Rig-249 с учетом всех выделяющихся загрязняющих веществ и групп суммаций.



В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Карачаганак, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Карачаганак.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Карачаганак, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ за 4 квартал 2025 года составили:

- Сероводород – 0,001 мг/м³;
- Диоксид серы – 0,003875 мг/м³;
- Диоксид азота – 0,026875 мг/м³;
- Оксид углерода – 0,421143 мг/м³;
- Метан – 1,182 мг/м³.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблицах 3.11 – 3.13.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 *«Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».*

Размер санитарно-защитной зоны для Карачаганакского месторождения составляет от 5000 м до 7579 м (Заключение Комитета государственного санитарно-эпидемиологического



надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан на проект «Расчетная санитарно-защитная зона КНГКМ», от 18.05.2015 г. №223).

Таблица 3.11 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ (вариант I – подготовительные работы)

Наименование вещества	ПДК м.р, мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК
Диоксид азота	0,2	4,1119	0,3211	0,3141
Оксид азота	0,4	0,3121	0,0041	0,0035
Углерод	0,15	0,2067	0,0010	0,0008
Диоксид серы	0,5	1,0111	0,0493	0,0475
Оксид углерода	5	0,4814	0,2875	0,2871
Бенз/а/пирен	0,000001	0,0890	0,0004	0,0003
Формальдегид	0,05	0,1465	0,0019	0,0016
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,1758	0,0023	0,0019
0301+0330	-	5,1230	0,3705	0,3616

Таблица 3.12 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ (вариант II – бурение)

Наименование вещества	ПДК м.р, мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК
Оксид железа	0,04	0,0135	0	0
Марганец и его соедин.	0,01	0,0082	0	0
Диоксид азота	0,2	3,2609	0,3259	0,3016
Оксид азота	0,4	0,2430	0,0045	0,0025
Углерод	0,15	0,1791	0,0012	0,0006
Диоксид серы	0,5	0,8166	0,0501	0,0438
Сероводород	0,008	0,0056	0	0
Оксид углерода	5	0,4471	0,2876	0,2863
Фтористые соединения	0,02	0	0	0
Фториды	0,2	0	0	0
Бенз/а/пирен	0,000001	0,0728	0,0005	0,002
Формальдегид	0,05	0,1122	0,0021	0,0012
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,1686	0,0028	0,0016
Пыль неорганич.: 70-20	0,3	0	0	0
0330+0333	-	0,8206	0,0502	0,0438
0301+0330	-	4,0772	0,3761	0,3455
0330+0342	-	0,8167	0,0501	0,0438
0333+1325	-	0,1167	0,0021	0,0012
0342+0344	-	0	0	0

Таблица 3.13 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ (вариант III – испытание и отжиг)

Наименование вещества	ПДК.м.р, сс мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК
Испытание				
Диоксид азота	0,2	3,0008	0,3097	0,2835
Оксид азота	0,4	0,2218	0,0032	0,0011
Углерод	0,15	0,1754	0,0010	0,0002
Диоксид серы	0,5	0,7923	0,0464	0,0392
Сероводород	0,008	0,0053	0	0
Оксид углерода	5	0,4415	0,2869	0,2854
Бенз/а/пирен	0,000001	0,0726	0,0004	0,0001



Формальдегид	0,05	0,0982	0,0014	0,0005
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,1287	0,0018	0,0006
0330+0333	-	0,7961	0,0464	0,0392
0301+0330	-	0,7911	0,3561	0,3228
0333+1325	-	0,1020	0,0015	0,0005
отжиг				
Диоксид азота	0,2	0,3399	0,2838	0,2700
Оксид азота	0,4	0	0	0
Углерод	0,15	0,0548	0,0036	0
Диоксид серы	0,5	1,0285	0,2323	0,0360
Сероводород	0,008	0,0506	0,0100	0
Оксид углерода	5	0,3081	0,2894	0,2848
Метан	-	0	0	0
Метантиол	-	0	0	0
0330+0333	-	1,0791	0,2424	0,0360
0301+0330	-	1,3685	0,5162	0,3060

Таким образом, анализ результатов проведенных расчетов рассеивания показал, что превышение предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не зарегистрировано.

Следовательно, строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) не приведет к превышению предельно-допустимых концентраций (ПДК) в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно - защитной зоны и не окажет отрицательного воздействия за ее пределами.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в приложениях 5 – 8.

3.1.4 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий предусматривается в Программе управления отходами, подготовленной оператором объекта.

Специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух к реализации не планируются.

Мероприятия по охране окружающей среды представлены в соответствующем Плане - ППМ, предоставляемом в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

3.1.5 Определение нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

Расчет НДВ производился в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ



Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө по программе «ЭРА».

Результаты расчётов приземных концентраций, создаваемых всеми источниками по всем ингредиентам, показывают, что при проектируемых работах максимальная концентрация вредных выбросов в приземном слое на границе СЗЗ не превышает ПДК, следовательно, расчётные значения выбросов загрязняющих веществ можно признать предельно-допустимыми выбросами.

Выбросы от передвижных источников в период подготовительных работ к строительству скважины (подготовка буровой площадки) не нормируются, так как согласно пункту 17 статьи 202 Экологического кодекса РК нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для передвижных источников не устанавливаются.

Расчет экономического ущерба за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе строительной техники производится по фактическому расходу топлива.

Предлагаемые нормативы допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины 9882 (РТ_5) представлены в таблицах 3.14 – 3.16.

Таблица 3.14 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период подготовительных работ к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Производство цех, участок	Номер источ- ника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		Сущ. положение		на 2027 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9408	0,0626	0,9408	0,0626	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9408	0,0626	0,9408	0,0626	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9408	0,0626	0,9408	0,0626	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9408	0,0626	0,9408	0,0626	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9408	0,0626	0,9408	0,0626	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0854	0,0080	0,0854	0,0080	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0854	0,0080	0,0854	0,0080	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,1556	0,0072	0,1556	0,0072	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,1556	0,0072	0,1556	0,0072	2027
Итого по организованным		-	-	5,1860	0,3434	5,1860	0,3434	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	5,1860	0,3434	5,1860	0,3434	
(0304) Азот (II) оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,1529	0,0102	0,1529	0,0102	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,1529	0,0102	0,1529	0,0102	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,1529	0,0102	0,1529	0,0102	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,1529	0,0102	0,1529	0,0102	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,1529	0,0102	0,1529	0,0102	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0139	0,0013	0,0139	0,0013	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0139	0,0013	0,0139	0,0013	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0253	0,0012	0,0253	0,0012	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0253	0,0012	0,0253	0,0012	2027
Итого по организованным		-	-	0,8429	0,0560	0,8429	0,0560	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	



Всего по ЗВ		-	-	0,8429	0,0560	0,8429	0,0560	
(0328) Углерод								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0350	0,0024	0,0350	0,0024	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0350	0,0024	0,0350	0,0024	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0350	0,0024	0,0350	0,0024	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0350	0,0024	0,0350	0,0024	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0350	0,0024	0,0350	0,0024	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0059	0,0006	0,0059	0,0006	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0059	0,0006	0,0059	0,0006	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0108	0,0005	0,0108	0,0005	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0108	0,0005	0,0108	0,0005	2027
Итого по организованным		-	-	0,2084	0,0142	0,2084	0,0142	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,2084	0,0142	0,2084	0,0142	
(0330) Сера диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,4900	0,0335	0,4900	0,0335	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,4900	0,0335	0,4900	0,0335	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,4900	0,0335	0,4900	0,0335	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,4900	0,0335	0,4900	0,0335	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,4900	0,0335	0,4900	0,0335	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,1388	0,0129	0,1388	0,0129	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,1388	0,0129	0,1388	0,0129	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,2530	0,0118	0,2530	0,0118	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,2530	0,0118	0,2530	0,0118	2027
Итого по организованным		-	-	3,2336	0,2169	3,2336	0,2169	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	3,2336	0,2169	3,2336	0,2169	
(0337) Углерод оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9275	0,0615	0,9275	0,0615	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9275	0,0615	0,9275	0,0615	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9275	0,0615	0,9275	0,0615	2027



Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9275	0,0615	0,9275	0,0615	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9275	0,0615	0,9275	0,0615	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,3280	0,0306	0,3280	0,0306	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,3280	0,0306	0,3280	0,0306	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,5980	0,0278	0,5980	0,0278	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,5980	0,0278	0,5980	0,0278	2027
Итого по организованным		-	-	6,4895	0,4243	6,4895	0,4243	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	6,4895	0,4243	6,4895	0,4243	
(0703) Бенз/а/пирен								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000001	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000001	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000001	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000001	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000001	2027
Итого по организованным		-	-	0,000005	0,0000005	0,000005	0,0000005	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,000005	0,0000005	0,000005	0,0000005	
(1325) Формальдегид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0100	0,0006	0,0100	0,0006	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0100	0,0006	0,0100	0,0006	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0100	0,0006	0,0100	0,0006	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0100	0,0006	0,0100	0,0006	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0100	0,0006	0,0100	0,0006	2027
Итого по организованным		-	-	0,0500	0,0030	0,0500	0,0030	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,0500	0,0030	0,0500	0,0030	
(2754) Алканы C12-C19								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,2400	0,0160	0,2400	0,0160	2027



Дизельный двигатель	0002	-	-	0,2400	0,0160	0,2400	0,0160	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,2400	0,0160	0,2400	0,0160	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,2400	0,0160	0,2400	0,0160	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,2400	0,0160	0,2400	0,0160	2027
Итого по организованным		-	-	1,2000	0,0800	1,2000	0,0800	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	1,2000	0,0800	1,2000	0,0800	
ИТОГО по предприятию		-	-	17,2104	1,1378	17,2101	1,1378	

Таблица 3.15 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Производство цех, участок	Номер источ- ника выбро- са	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		Сущ. положение		на 2027 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по организованным		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,0001	0,0039	0,0001	0,0039	2027
Аппарат газовой резки	6007	-	-	0,0203	0,0026	0,0203	0,0026	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0204	0,0065	0,0204	0,0065	
Всего по ЗВ		-	-	0,0204	0,0065	0,0204	0,0065	
(0143) Марганец и его соединения								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по организованным		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Аппарат газовой резки	6007	-	-	0,0003	0,00004	0,0003	0,00004	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	
Всего по ЗВ		-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	
(0301) Азота (IV) диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9408	3,8814	0,9408	3,8814	2027



Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9408	3,8814	0,9408	3,8814	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9408	3,8814	0,9408	3,8814	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9408	3,8814	0,9408	3,8814	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9408	3,8814	0,9408	3,8814	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0854	0,4990	0,0854	0,4990	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0854	0,4990	0,0854	0,4990	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,1556	0,8980	0,1556	0,8980	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,1556	0,8980	0,1556	0,8980	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0673	0,0290	0,0673	0,0290	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,5570	0,0067	0,5570	0,0067	2027
Итого по организованным		-	-	5,8103	22,2367	5,8103	22,2367	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2027
Аппарат газовой резки	6007	-	-	0,0108	0,0014	0,0108	0,0014	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0108	0,0018	0,0108	0,0018	
Всего по ЗВ		-	-	5,8211	22,2385	5,8211	22,2385	
(0304) Азот (II) оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,1529	0,6307	0,1529	0,6307	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,1529	0,6307	0,1529	0,6307	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,1529	0,6307	0,1529	0,6307	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,1529	0,6307	0,1529	0,6307	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,1529	0,6307	0,1529	0,6307	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0139	0,0811	0,0139	0,0811	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0139	0,0811	0,0139	0,0811	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0253	0,1460	0,0253	0,1460	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0253	0,1460	0,0253	0,1460	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0109	0,0047	0,0109	0,0047	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,0905	0,0011	0,0905	0,0011	2027
Итого по организованным		-	-	0,9443	3,6135	0,9443	3,6135	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	
Всего по ЗВ		-	-	0,9443	3,6136	0,9443	3,6136	
(0328) Углерод								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0350	0,1485	0,0350	0,1485	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0350	0,1485	0,0350	0,1485	2027



Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0350	0,1485	0,0350	0,1485	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0350	0,1485	0,0350	0,1485	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0350	0,1485	0,0350	0,1485	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0059	0,0345	0,0059	0,0345	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0059	0,0345	0,0059	0,0345	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0108	0,0620	0,0108	0,0620	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0108	0,0620	0,0108	0,0620	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0041	0,0018	0,0041	0,0018	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,0207	0,0003	0,0207	0,0003	2027
Итого по организованным		-	-	0,2332	0,9376	0,2332	0,9376	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,2332	0,9376	0,2332	0,9376	
(0330) Сера диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,4900	2,0793	0,4900	2,0793	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,4900	2,0793	0,4900	2,0793	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,4900	2,0793	0,4900	2,0793	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,4900	2,0793	0,4900	2,0793	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,4900	2,0793	0,4900	2,0793	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,1388	0,8110	0,1388	0,8110	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,1388	0,8110	0,1388	0,8110	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,2530	1,4600	0,2530	1,4600	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,2530	1,4600	0,2530	1,4600	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0225	0,0095	0,0225	0,0095	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,2901	0,0036	0,2901	0,0036	2027
Итого по организованным		-	-	3,5462	14,9516	3,5462	14,9516	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	3,5462	14,9516	3,5462	14,9516	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Емкость с дизтопливом	0010	-	-	0,00001	0,000002	0,00001	0,000002	2027
Емкость с дизтопливом	0011	-	-	0,00001	0,000002	0,00001	0,000002	2027
Емкость с дизтопливом	0012	-	-	0,00001	0,000002	0,00001	0,000002	2027
Итого по организованным		-	-	0,00003	0,000006	0,00003	0,000006	



Неорганизованные источники								
Насос ГСМ	6005	-	-	0,0001	0,0007	0,0001	0,0007	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0001	0,0007	0,0001	0,0007	
Всего по ЗВ		-	-	0,0001	0,0007	0,0001	0,0007	
(0337) Углерод оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9275	3,8121	0,9275	3,8121	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9275	3,8121	0,9275	3,8121	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9275	3,8121	0,9275	3,8121	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9275	3,8121	0,9275	3,8121	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9275	3,8121	0,9275	3,8121	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,3280	1,9170	0,3280	1,9170	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,3280	1,9170	0,3280	1,9170	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,5980	3,4500	0,5980	3,4500	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,5980	3,4500	0,5980	3,4500	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0735	0,0317	0,0735	0,0317	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,5491	0,0066	0,5491	0,0066	2027
Итого по организованным		-	-	7,1121	29,8328	7,1121	29,8328	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,0002	0,0048	0,0002	0,0048	2027
Аппарат газовой резки	6007	-	-	0,0138	0,0018	0,0138	0,0018	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0140	0,0066	0,0140	0,0066	
Всего по ЗВ		-	-	7,1261	29,8394	7,1261	29,8394	
(0342) Фтористые газообразные соединения								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по организованным		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	
Всего по ЗВ		-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, (615)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по организованным		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	



Всего по ЗВ		-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	
(0703) Бенз/а/пирен								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,000001	0,000003	0,000001	0,000003	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,000001	0,000003	0,000001	0,000003	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,000001	0,000003	0,000001	0,000003	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,000001	0,000003	0,000001	0,000003	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,000001	0,000003	0,000001	0,000003	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0000001	0,00000004	0,0000001	0,00000004	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,000001	0,00000001	0,000001	0,00000001	2027
Итого по организованным		-	-	0,000006	0,000017	0,000006	0,000017	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,000006	0,000017	0,000006	0,000017	
(1325) Формальдегид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0100	0,0396	0,0100	0,0396	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0100	0,0396	0,0100	0,0396	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0100	0,0396	0,0100	0,0396	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0100	0,0396	0,0100	0,0396	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0100	0,0396	0,0100	0,0396	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0009	0,0004	0,0009	0,0004	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,0059	0,0001	0,0059	0,0001	2027
Итого по организованным		-	-	0,0568	0,1985	0,0568	0,1985	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,0568	0,1985	0,0568	0,1985	
(2754) Алканы C12-C19								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,2400	0,9902	0,2400	0,9902	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,2400	0,9902	0,2400	0,9902	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,2400	0,9902	0,2400	0,9902	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,2400	0,9902	0,2400	0,9902	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,2400	0,9902	0,2400	0,9902	2027
Емкость с дизтопливом	0010	-	-	0,0044	0,0008	0,0044	0,0008	2027
Емкость с дизтопливом	0011	-	-	0,0044	0,0008	0,0044	0,0008	2027



Емкость с дизтопливом	0012	-	-	0,0044	0,0008	0,0044	0,0008	2027
Диз.генератор свароч. ап-та	0013	-	-	0,0210	0,0090	0,0210	0,0090	2027
Диз.генератор цемент. аг-та	0014	-	-	0,1421	0,0017	0,1421	0,0017	2027
Итого по организованным		-	-	1,3763	4,9641	1,3763	4,9641	
Неорганизованные источники								
Блок очистки	6001	-	-	0,0079	0,2110	0,0079	0,2110	2027
Емкость бурового раствора	6002	-	-	0,0079	0,2110	0,0079	0,2110	2027
Емкость бурового шлама	6003	-	-	0,0079	0,2110	0,0079	0,2110	2027
Буровые насосы	6004	-	-	0,0417	0,4460	0,0417	0,4460	2027
Насос ГСМ	6005	-	-	0,0222	0,2373	0,0222	0,2373	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0876	1,3163	0,0876	1,3163	
Всего по ЗВ		-	-	1,4639	6,2854	1,4639	6,2854	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по организованным		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6006	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	
Всего по ЗВ		-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	
ИТОГО по предприятию		-	-	19,2125	78,0741	19,2125	78,0741	



Таблица 3.16 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период планового горизонтального добывающего скважины 2022 (г.г.)						год дос- тиже ния НДВ
		Сущ. положение		на 2027 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9408	0,4695	0,9408	0,4695	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9408	0,4695	0,9408	0,4695	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9408	0,4695	0,9408	0,4695	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9408	0,4695	0,9408	0,4695	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9408	0,4695	0,9408	0,4695	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0854	0,1810	0,0854	0,1810	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0854	0,1810	0,0854	0,1810	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,1556	0,3260	0,1556	0,3260	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,1556	0,3260	0,1556	0,3260	2027
ГФУ	0015			30,3443	2,6217	30,3443	2,6217	2027
в том числе факелы								
ГФУ	0015	-	-	30,3443	2,6217	30,3443	2,6217	2027
Итого по организованным		-	-	35,5303	5,9832	35,5303	5,9832	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	35,5303	5,9832	35,5303	5,9832	
(0304) Азот (II) оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,1529	0,0763	0,1529	0,0763	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,1529	0,0763	0,1529	0,0763	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,1529	0,0763	0,1529	0,0763	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,1529	0,0763	0,1529	0,0763	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,1529	0,0763	0,1529	0,0763	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0139	0,0294	0,0139	0,0294	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0139	0,0294	0,0139	0,0294	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0253	0,0530	0,0253	0,0530	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0253	0,0530	0,0253	0,0530	2027
ГФУ	0015			4,9309	0,4260	4,9309	0,4260	2027
В том числе факелы								



ГФУ	0015	-	-	4,9309	0,4260	4,9309	0,4260	2027
Итого по организованным		-	-	5,7738	0,9723	5,7738	0,9723	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	5,7738	0,9723	5,7738	0,9723	
(0328) Углерод								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0350	0,0180	0,0350	0,0180	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0350	0,0180	0,0350	0,0180	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0350	0,0180	0,0350	0,0180	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0350	0,0180	0,0350	0,0180	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0350	0,0180	0,0350	0,0180	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,0059	0,0125	0,0059	0,0125	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,0059	0,0125	0,0059	0,0125	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,0108	0,0225	0,0108	0,0225	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,0108	0,0225	0,0108	0,0225	2027
ГФУ	0015			11,4297	0,9875	11,4297	0,9875	2027
В том числе факелы								
ГФУ	0015	-	-	11,4297	0,9875	11,4297	0,9875	2027
Итого по организованным		-	-	11,6381	1,1475	11,6381	1,1475	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	11,6381	1,1475	11,6381	1,1475	
(0330) Сера диоксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,4900	0,2515	0,4900	0,2515	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,4900	0,2515	0,4900	0,2515	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,4900	0,2515	0,4900	0,2515	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,4900	0,2515	0,4900	0,2515	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,4900	0,2515	0,4900	0,2515	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,1388	0,2940	0,1388	0,2940	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,1388	0,2940	0,1388	0,2940	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,2530	0,5300	0,2530	0,5300	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,2530	0,5300	0,2530	0,5300	2027
ГФУ	0015			1076,0982	92,9749	1076,0982	92,9749	2027
в том числе факелы								



ГФУ	0015	-	-	1076,0982	92,9749	1076,0982	92,9749	2027
Итого по организованным		-	-	1079,3318	95,8804	1079,3318	95,8804	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	1079,3318	95,8804	1079,3318	95,8804	
(0333) Сероводород								
Организованные источники								
Емкость с дизтопливом	0010	-	-	0,00001	0,000002	0,00001	0,000002	2027
Емкость с дизтопливом	0011	-	-	0,00001	0,000002	0,00001	0,000002	2027
ГФУ	0015			0,8779	0,0759	0,8779	0,0759	2027
в том числе факелы								
ГФУ	0015	-	-	0,8779	0,0759	0,8779	0,0759	2027
Итого по организованным		-	-	0,8779	0,0759	0,8779	0,0759	
Неорганизованные источники								
Насос ГСМ	6005	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
Всего по ЗВ		-	-	0,8780	0,0760	0,8780	0,0760	
(0337) Углерод оксид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,9275	0,4611	0,9275	0,4611	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,9275	0,4611	0,9275	0,4611	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,9275	0,4611	0,9275	0,4611	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,9275	0,4611	0,9275	0,4611	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,9275	0,4611	0,9275	0,4611	2027
Воздухонагреватель Тиога	0006	-	-	0,3280	0,6960	0,3280	0,6960	2027
Воздухонагреватель Тиога	0007	-	-	0,3280	0,6960	0,3280	0,6960	2027
Паровой котел Холман	0008	-	-	0,5980	1,2520	0,5980	1,2520	2027
Паровой котел Холман (рез)	0009	-	-	0,5980	1,2520	0,5980	1,2520	2027
ГФУ	0015			252,8691	21,8479	252,8691	21,8479	2027
в том числе факелы								
ГФУ	0015	-	-	252,8691	21,8479	252,8691	21,8479	2027
Итого по организованным		-	-	259,3586	28,0494	259,3586	28,0494	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	259,3586	28,0494	259,3586	28,0494	
(0410) Метан								



Организованные источники								
ГФУ	0015	-	-	6,3217	0,5462	6,3217	0,5462	2027
Итого по организованным		-	-	6,3217	0,5462	6,3217	0,5462	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ				6,3217	0,5462	6,3217	0,5462	
(0703) Бенз/а/пирен								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,000001	0,0000004	0,000001	0,0000004	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,000001	0,0000004	0,000001	0,0000004	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,000001	0,0000004	0,000001	0,0000004	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,000001	0,0000004	0,000001	0,0000004	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,000001	0,0000004	0,000001	0,0000004	2027
Итого по организованным		-	-	0,000005	0,000002	0,000005	0,000002	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,000005	0,000002	0,000005	0,000002	
(1325) Формальдегид								
Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,0100	0,0048	0,0100	0,0048	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,0100	0,0048	0,0100	0,0048	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,0100	0,0048	0,0100	0,0048	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,0100	0,0048	0,0100	0,0048	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,0100	0,0048	0,0100	0,0048	2027
Итого по организованным		-	-	0,0500	0,0240	0,0500	0,0240	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого по неорганизованным		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ		-	-	0,0500	0,0240	0,0500	0,0240	
(1715) Метилмеркаптан								
Организованные источники								
ГФУ	0015	-	-	0,0543	0,0047	0,0543	0,0047	2027
Итого по организованным		-	-	0,0543	0,0047	0,0543	0,0047	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Всего по ЗВ				0,0543	0,0047	0,0543	0,0047	
(2754) Алканы C12-C19								



Организованные источники								
Дизельный двигатель	0001	-	-	0,2400	0,1198	0,2400	0,1198	2027
Дизельный двигатель	0002	-	-	0,2400	0,1198	0,2400	0,1198	2027
Дизельный двигатель	0003	-	-	0,2400	0,1198	0,2400	0,1198	2027
Дизельный двигатель	0004	-	-	0,2400	0,1198	0,2400	0,1198	2027
Дизельный двигатель	0005	-	-	0,2400	0,1198	0,2400	0,1198	2027
Емкость с дизтопливом	0010	-	-	0,0044	0,0007	0,0044	0,0007	2027
Емкость с дизтопливом	0011	-	-	0,0044	0,0007	0,0044	0,0007	2027
Итого по организованным		-	-	1,2088	0,6004	1,2088	0,6004	
Неорганизованные источники								
Насос ГСМ	6005	-	-	0,0222	0,0287	0,0222	0,0287	2027
Итого по неорганизованным		-	-	0,0222	0,0287	0,0222	0,0287	
Всего по ЗВ		-	-	1,2310	0,6291	1,2310	0,6291	
ИТОГО по предприятию		-	-	1400,1676	133,3128	1400,1676	133,3128	



3.1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников загрязнения атмосферы выполнены расчеты по действующим нормативно-методическим документам. При этом использовались данные о количестве используемого сырья и материалов, согласно исходным материалам, представленных заказчиком, а также материалов «Индивидуального технического проекта на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак».

Расчеты количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками предприятия, приведены в приложениях 1 - 3.

Нормативы допустимых выбросов определяются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ таким образом, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды. Областью воздействия считается территория (акватория), определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов. Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду. Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;



4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);

5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений. За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

3.1.7 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия

Проанализировав полученные результаты выбросов и моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на атмосферный воздух на месторождении Карачаганак будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости

Для определения интегральной оценки воздействия буровых операций на атмосферный воздух выполняется комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусматривается и рекомендуется ряд технических и организационных мероприятий.

- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из



бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;

- хранение дизельного топлива на буровой площадке в емкостях, оборудованных дыхательными клапанами;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

3.1.8 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Согласно статьям 182 и 186 Экологического кодекса Республики Казахстан должен выполняться операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторинговые исследования на проектируемом объекте будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров, включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия.

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два направления деятельности:

- мониторинг эмиссий - наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за наблюдением нормативов НДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

В соответствии с требованиями пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный контроль, в том числе контроль воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух.

Контроль за источниками выброса загрязняющих веществ проводится в соответствии с «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы», РНД 211.3.01.06-97.

Контроль за состоянием окружающей среды предусматривает:

- соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей среды;
- выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми и перспективными нормами охраны окружающей среды;
- своевременное выявление и оценку источников, а также возможных масштабов загрязнения окружающей среды на основе прогнозных расчетов;
- разработку мероприятий по устранению источников и ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;



- систематическое наблюдение (проведение анализов) за качеством атмосферного воздуха.

Организация контроля выбросов вредных веществ позволит оценить экологическую обстановку, принять адекватные решения, соответствующие состоянию возможного загрязнения атмосферы выбросами загрязняющих веществ, выделяемых при эксплуатации запроектированных сооружений и оборудования.

При строительстве и испытании скважины контроль за соблюдением нормативов НДВ должен проводиться на источниках выбросов загрязняющих веществ.

Периодичность контроля - 1 раз в квартал.

План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов представлен в таблицах 3.17- 3.19.

Таблица 3.17 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при подготовительных работах при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0,9408	1276,5	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0,15288	207,4313	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0,035	47,48885	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0,49	664,8439	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0,9275	1258,454	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ квартал	1,1E-06	0,001491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ квартал	0,01	13,56756	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал	0,239999	325,6358	Аккредитованная лаборатория	0001
0002	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0,9408	1276,5	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0,15288	207,4313	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0,035	47,48885	Аккредитованная лаборатория	0001



		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0,49	664,8439	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0,9275	1258,454	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ квартал	1,1E-06	0,001491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ квартал	0,01	13,56756	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал	0,239999	325,6358	Аккредитованная лаборатория	0001
0003	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0,9408	1276,5	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0,15288	207,4313	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0,035	47,48885	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0,49	664,8439	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0,9275	1258,454	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ квартал	1,1E-06	0,001491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ квартал	0,01	13,56756	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ квартал	0,239999	325,6358	Аккредитованная лаборатория	0001
0004	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0,9408	1276,5	Аккредитованная лаборатория	0001



		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,15288	207,4313	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,035	47,48885	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,49	664,8439	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,9275	1258,454	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	1,1E-06	0,001491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,01	13,56756	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,239999	325,6358	Аккредитованная лаборатория	0001
0005	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,9408	1276,5	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,15288	207,4313	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,035	47,48885	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,49	664,8439	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,9275	1258,454	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	1,1E-06	0,001491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,01	13,56756	Аккредитованная лаборатория	0001



		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,239999	325,6358	Аккредитованная лаборатория	0001
0006	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0854	209,2392	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,01387	33,98299	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0059	14,45564	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,1388	340,0749	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,328	803,6353	Аккредитованная лаборатория	0001
0007	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0854	209,2392	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,01387	33,98299	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0059	14,45564	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,1388	340,0749	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,328	803,6353	Аккредитованная лаборатория	0001
0008	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,1556	381,2368	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0253	61,98772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,01075	26,33866	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,253	619,8772	Аккредитованная лаборатория	0001



		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0,598	1465,164	Аккредитованная лаборатория	0001
0009	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ квартал	0,1556	953,0921	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ квартал	0,0253	154,9693	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ квартал	0,01075	65,84666	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ квартал	0,253	1549,693	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ квартал	0,598	3662,912	Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю							



Таблица 3.18 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при бурении горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	366,8682	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	59,61608	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	13,64837	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	191,0772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	361,6818	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000429	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	3,899339	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	93,58824	Аккредитованная лаборатория	0001
0002	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	366,8682	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	59,61608	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	13,64837	Аккредитованная лаборатория	0001



		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	191,0772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	361,6818	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000429	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	3,899339	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	93,58824	Аккредитованная лаборатория	0001
0003	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	366,8682	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	59,61608	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	13,64837	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	191,0772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	361,6818	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000429	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	3,899339	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	93,58824	Аккредитованная лаборатория	0001
0004	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	366,8682	Аккредитованная лаборатория	0001



		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	59,61608	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	13,64837	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	191,0772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	361,6818	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000429	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	3,899339	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	93,58824	Аккредитованная лаборатория	0001
0005	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	366,8682	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	59,61608	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	13,64837	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	191,0772	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	361,6818	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000429	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	3,899339	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	93,58824	Аккредитованная лаборатория	0001



0006	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0854	81,84269	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,01387	13,29225	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,0059	5,654238	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,1388	133,0183	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,328	314,3373	Аккредитованная лаборатория	0001
0007	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0854	209,2387	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,01387	33,98292	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,0059	14,4556	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,1388	340,0742	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,328	803,6335	Аккредитованная лаборатория	0001
0008	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,1556	381,2359	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,0253	61,98758	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,01075	26,3386	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,253	619,8758	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,598	1465,161	Аккредитованная лаборатория	0001
0009	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,1556	381,2359	Аккредитованная лаборатория	0001



		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,0253	61,98758	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,01075	26,3386	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,253	619,8758	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,598	1465,161	Аккредитованная лаборатория	0001
0010	Емкость с дизтопливом	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00001	0,074728	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00435	26,64486	Аккредитованная лаборатория	0001
0011	Емкость с дизтопливом	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00001	0,074728	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00435	26,64486	Аккредитованная лаборатория	0001
0012	Емкость с дизтопливом	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00001	0,074728	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00435	26,64486	Аккредитованная лаборатория	0001
0013	Дизель-генератор сварочного аппарата	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,067293	1438,455	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,010935	233,749	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,004083	87,28491	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,022458	480,067	Аккредитованная лаборатория	0001



		Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,0735	1571,128	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,0000001	0,001619	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,000875	18,70516	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,021	448,8932	Аккредитованная лаборатория	0001
0014	Дизель-генератор цементировочного агрегата	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,557013	5615,554	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,090515	912,5275	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,020722	208,912	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,290111	2924,767	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,549139	5536,167	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,00656	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,00592	59,68615	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,142094	1432,53	Аккредитованная лаборатория	0001
6001	Блок очистки	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0079		Аккредитованная лаборатория	0001



6002	Емкость бурового раствора	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0079		Аккредитованная лаборатория	0001
6003	Емкость бурового шлама	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0079		Аккредитованная лаборатория	0001
6004	Буровые насосы	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0417		Аккредитованная лаборатория	0001
6005	Насосы ГСМ	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,0001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,02216		Аккредитованная лаборатория	0001
6006	Сварочный аппарат	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1 раз/кварт	0,000124		Аккредитованная лаборатория	0001
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,000002		Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,000154		Аккредитованная лаборатория	0001
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001



		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	1 раз/кварт	0,00004		Аккредитованная лаборатория	0001
		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)	1 раз/кварт	0,00002		Аккредитованная лаборатория	0001
6007	Аппарат газовой резки	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1 раз/кварт	0,02025		Аккредитованная лаборатория	0001
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	1 раз/кварт	0,000306		Аккредитованная лаборатория	0001
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,01083		Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,01375		Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю							



Таблица 3.19 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при испытании горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	449,8647	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	73,10302	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	16,73604	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	234,3046	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	443,5051	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000526	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	4,781487	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	114,7607	Аккредитованная лаборатория	0001
0002	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	449,8647	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	73,10302	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	16,73604	Аккредитованная лаборатория	0001



		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	234,3046	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	443,5051	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000526	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	4,781487	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	114,7607	Аккредитованная лаборатория	0001
0003	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	449,8647	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	73,10302	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	16,73604	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	234,3046	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	443,5051	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000526	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	4,781487	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	114,7607	Аккредитованная лаборатория	0001
0004	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	449,8647	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	73,10302	Аккредитованная лаборатория	0001



		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	16,73604	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	234,3046	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	443,5051	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000526	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	4,781487	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	114,7607	Аккредитованная лаборатория	0001
0005	Дизельный двигатель Cat 3512B	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,9408	449,8647	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,15288	73,10302	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,035	16,73604	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,49	234,3046	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,9275	443,5051	Аккредитованная лаборатория	0001
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,000001	0,000526	Аккредитованная лаборатория	0001
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,01	4,781487	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,239999	114,7607	Аккредитованная лаборатория	0001
0006	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0854	209,2387	Аккредитованная лаборатория	0001



		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,01387	33,98292	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,0059	14,4556	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,1388	340,0742	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,328	803,6335	Аккредитованная лаборатория	0001
0007	Воздухонагреватель Тиога	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0854	209,2387	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,01387	33,98292	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,0059	14,4556	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,1388	340,0742	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,328	803,6335	Аккредитованная лаборатория	0001
0008	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,1556	953,0921	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,0253	154,9693	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,01075	65,84666	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,253	1549,693	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,598	3662,912	Аккредитованная лаборатория	0001
0009	Паровой котел Холман	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,1556	953,0897	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,0253	154,969	Аккредитованная лаборатория	0001



		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,01075	65,84649	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,253	1549,69	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,598	3662,903	Аккредитованная лаборатория	0001
0010	Емкость с дизтопливом	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00001	7,635084	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00435	2722,345	Аккредитованная лаборатория	0001
0011	Емкость с дизтопливом	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00001	7,635084	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00435	2722,345	Аккредитованная лаборатория	0001
0015	ГФУ	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	30,34429	361,4152	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	4,930947	58,72997	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	11,42971	136,1334	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	1076,098	12816,85	Аккредитованная лаборатория	0001
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,877945	10,45676	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	252,8691	3011,793	Аккредитованная лаборатория	0001
		Метан (727*)	1 раз/кварт	33826,29	402887,5	Аккредитованная лаборатория	0001
		Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	1 раз/кварт	6,321727	75,29483	Аккредитованная лаборатория	0001



6005	Насосы ГСМ	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,0001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,02216		Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю							



В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий. Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду. Согласно статьям 182 и 186 «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователь обязан осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.



Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации. Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в лабораторных условиях, имеющей аттестацию и сертифицированное оборудование. Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Периодичность наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на объектах месторождения и на границе СЗЗ проводятся один раз в квартал. Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ). Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

А также в период проектируемых работ рекомендуется проводить операционный мониторинг, который включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели производственных работ находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации, и не несут угрозу компонентам окружающей среды. Содержание операционного мониторинга определяется недропользователем.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий и их изменением, в соответствии с Планом-графиком контроля за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

3.1.9 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня



загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ. Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах являются:

- 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 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;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;



- интенсифицировать влажную уборку производственных помещений предприятия, где это допускается правилами техники безопасности.

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 %.

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; остановку производств, не имеющих газоочистного оборудования; проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- 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 неотрегулированными двигателями.

3.2 Оценка воздействия на состояние вод

3.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Система водопотребления и водоотведения на объектах Карачаганакского месторождения предусмотрена Проект «Нормативов допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения на 2025 г.»

Для объектов месторождения Карачаганак источниками водоснабжения являются:

- артезианский водозабор Жарсуат – вода питьевого назначения согласно дополнительному соглашению к договору по предоставлению услуг по питьевому водоснабжению с АО «Аксайгазпромэнерго»;
- водохранилище на балке Кончубай – вода технического назначения согласно разрешению на специальное водопользование в РК за №KZ48VTE00288776, выданное комитетом по водным ресурсам 11.02.2025 г. до 31.12.2029 г.;
- другие возможные источники воды для технических нужд.

Водоснабжение буровой для технических нужд производится автоцистернами с территории бурового городка из сети очищенных и обеззараженных вод, после биологической очистки на АГК, и хранится на площадках буровых установок в двух ёмкостях объёмом 83,4 м³ и одной ёмкости 70 м³.

Вода пресная для хозяйственно-бытовых нужд завозится автоцистернами из системы хозяйственного-питьевого водопровода АГК с территории городка буровиков, и хранится для хозяйственно-бытовых нужд и котельной в ёмкости объёмом 17 м³.

Для питьевых целей будет доставляться бутилированная вода из г. Аксай.

Расход воды, согласно данным технической части, (Раздел 2 «Организация строительства» таблица 1.1.1) настоящего проекта в период проектируемых работ представлен в таблицах 3.20 и 3.21 соответственно вариантам.

Таблица 3.20 - Расход воды на технические и хозяйственно-бытовые нужды, м³ (вариант 1)

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	319,4	202,8	1402,9	1925,1
4	Испытание на продуктивность	115,9	73,6	320,3	509,8
	Итого	479,1	279,7	1723,2	2482,0



Таблица 3.21 - Расход воды на технические и хозяйственно-бытовые нужды, м³ (вариант 2)

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	319,4	202,8	2814,6	3336,9
4	Испытание на продуктивность	115,9	73,6	320,3	509,8
	Итого	479,1	279,7	3134,9	3893,7

Согласно технической части проекта на скважине одновременно будут находиться (по СЭСН-49 т. 49-401, 49-402):

- При подготовительных работах, перед бурением скважины - 16 человек;
- При строительстве и монтаже буровой установки - 20 человек;
- При бурении и креплении - 16 человек;
- При испытании скважины на продуктивность - 16 человек.

Расчет расхода воды

Для хозяйственно-бытовых нужд

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут. (СП РК 4.01-101-2012, прил. В, табл. В.1); расход пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СП РК 4.01-101-2012, прил. В, табл. В.1).

При подготовительных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 2 = 5,2 \text{ м}^3$.

При строительно-монтажных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 20 \times 12 = 38,6 \text{ м}^3$.

При бурении и креплении: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 124 = 319,4 \text{ м}^3$.

При испытании: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 45 = 115,9 \text{ м}^3$.

Для котельной установки:

Расход воды составляет - 3,0 м³/сут. (паспортные данные)

при подготовительных работах: $3 \times 2 \times 199/365 = 3,3 \text{ м}^3$.

при бурении и креплении: $3 \times 124 \times 199/365 = 202,8 \text{ м}^3$.

при испытании: $3 \times 45 \times 199/365 = 73,6 \text{ м}^3$.

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (2+124+45) \times 199/365 = 93 \text{ сут.};$

где: 199 сут. - продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

Для технических нужд:



Объём воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6, 9.16, 10.10, 10.7 технической части проекта).

При бурении и креплении (вариант 1): $859,2 + 369,8 + 173,8 = 1402,8 \text{ м}^3$, где: $859,2 \text{ м}^3$ - потребность воды для приготовления бурового раствора, $369,8 \text{ м}^3$ – потребность воды для цементирования, $173,8 \text{ м}^3$ - вода для опрессовки.

При бурении и креплении (вариант 2): $2271,0 + 369,8 + 173,8 = 2814,6 \text{ м}^3$, где: $2271,0 \text{ м}^3$ - потребность воды для приготовления бурового раствора, $369,8 \text{ м}^3$ – потребность воды для цементирования, $173,8 \text{ м}^3$ - вода для опрессовки.

При испытании потребность воды составит – $479,1 \text{ м}^3$.

Согласно технической части «Индивидуального технического проекта на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак» в процессе буровых операций образуются буровые сточные воды.

Количество образования буровых сточных вод определяется по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = V_{\text{обр}} * 0,25,$$

где $V_{\text{обр}}$ - объем отработанного бурового раствора – $1023,4 \text{ м}^3/\text{скв.}$

$$V_{\text{бсв}} = 1023,4 * 0,25 = 255,85 \text{ м}^3.$$

При образовании общего объема буровых сточных вод, также учтены сточные воды, образующиеся при цементировании скважины в объеме $86,66 \text{ м}^3$, и при освоении скважины в объеме $392,1 \text{ м}^3$.

Итого объем буровых сточных вод составит:

$$255,85 + 86,66 + 392,1 = 734,61 \text{ м}^3.$$

Сброс сточных вод в поверхностные водотоки и водоемы не предусматривается. Отвод хозяйственно-бытовых сточных вод будет производиться в септик и по мере заполнения его, будет вывозиться сторонней специализированной организацией по договору на очистные сооружения.

Выбор организации будет определен после получения всех разрешительных документов по данному проекту. Перед реализацией утвержденного проекта будет объявлен тендер на вывоз и утилизацию сточных вод.

Производственные сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций, также будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию, согласно договору, который будет заключен после проведения тендера.

3.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика



Водоснабжение буровой для технических нужд производится автоцистернами с территории бурового городка из сети очищенных и обеззараженных вод, после биологической очистки на АГК, и хранится на площадках буровых установок в двух ёмкостях объёмом 83,4 м³ и одной ёмкости 70 м³.

Вода пресная для хозяйственно-бытовых нужд завозится автоцистернами из системы хозяйственного-питьевого водопровода АГК с территории городка буровиков, и хранится для хозяйственно-бытовых нужд и котельной в ёмкости объёмом 17 м³.

Для питьевых целей будет доставляться бутилированная вода из г. Аксай.

Для хозяйственно - бытовых и питьевых нужд, работающего персонала питьевая вода будет доставляться к месту работы в закрытых емкостях, которые будут снабжены кранами. Емкости изготавливаются из материалов, разрешенных Минздравом Республики Казахстан. Питьевая вода соответствует качеству ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Вода, используемая на хозяйственно-бытовые нужды и приготовления пищи должна соответствовать требованиям санитарных правил и норм Республики Казахстан.

Объем водопотребления составит:

- при использовании бурового раствора на углеводородной основе – 2482,0 м³, из них 479,1 м³ на хозяйственно-бытовые нужды, 2002,9 м³ – на производственные нужды.
- при использовании бурового раствора на водной основе – 3893,7 м³, из них 479,1 м³ на хозяйственно-бытовые нужды, 3414,6 м³ – на производственные нужды.

Указанные объемы водопотребления на технические нужды частично используются на Эко-Центре при приготовлении буровых растворов.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых стоков составит 479,1 м³.

Объем водоотведения составит:

- при использовании бурового раствора на углеводородной основе: 278,2 м³ – на утилизацию, 382,3 м³ – на повторное использование.
- при использовании бурового раствора на водной основе: 278,2 м³ – на утилизацию, 1031,0 м³ – на повторное использование.

На буровой площадке образуются следующие виды стоков:

- хозяйственно-бытовые;
- производственные;
- производственно-дождевые сточные воды.



Хозяйственно-бытовые сточные воды собираются в специально оборудованные септики, которые по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом в городок буровиков, откуда поступают на очистные сооружения биологической очистки Административно-гостиничного комплекса. Периодичность вывоза составляет 1 – 2 суток.

По окончании проведения буровых операций, вода в составе оставшегося основного и запасного буровых растворов направляется на КУО (Экоцентр) и обрабатывается на Установке по переработке жидких буровых отходов (УОЖО). Очищенная вода хранится на УОЖО и затем повторно используется для нужд производства или на КПК для закачки (в случае ремонтных работ на КПК, вывозятся на УКПГ-2 для очистки с последующей закачкой на Полигоне №1).

Сбор производственно-дождевых, ливневых и талых вод с территории буровой площадки производится посредством системы лотков по периметру буровой площадки в гидроизолированный отстойник. Далее дождевые и талые нефтесодержащие воды вывозятся на УОЖО для очистки и вторичного использования на скважинных операциях, согласно Проекту «Нормативов допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения на 2025 г.».».

2.2.3. Водный баланс объекта, с обязательным указанием динамики ежегодного объема забираемой свежей воды, как основного показателя экологической эффективности системы водопотребления и водоотведения

Схема водопотребления и водоотведения при строительстве скважины приведена на рисунках 3.5 и 3.6 в таблице 3.22.

Схема водоснабжения (Вариант 1)

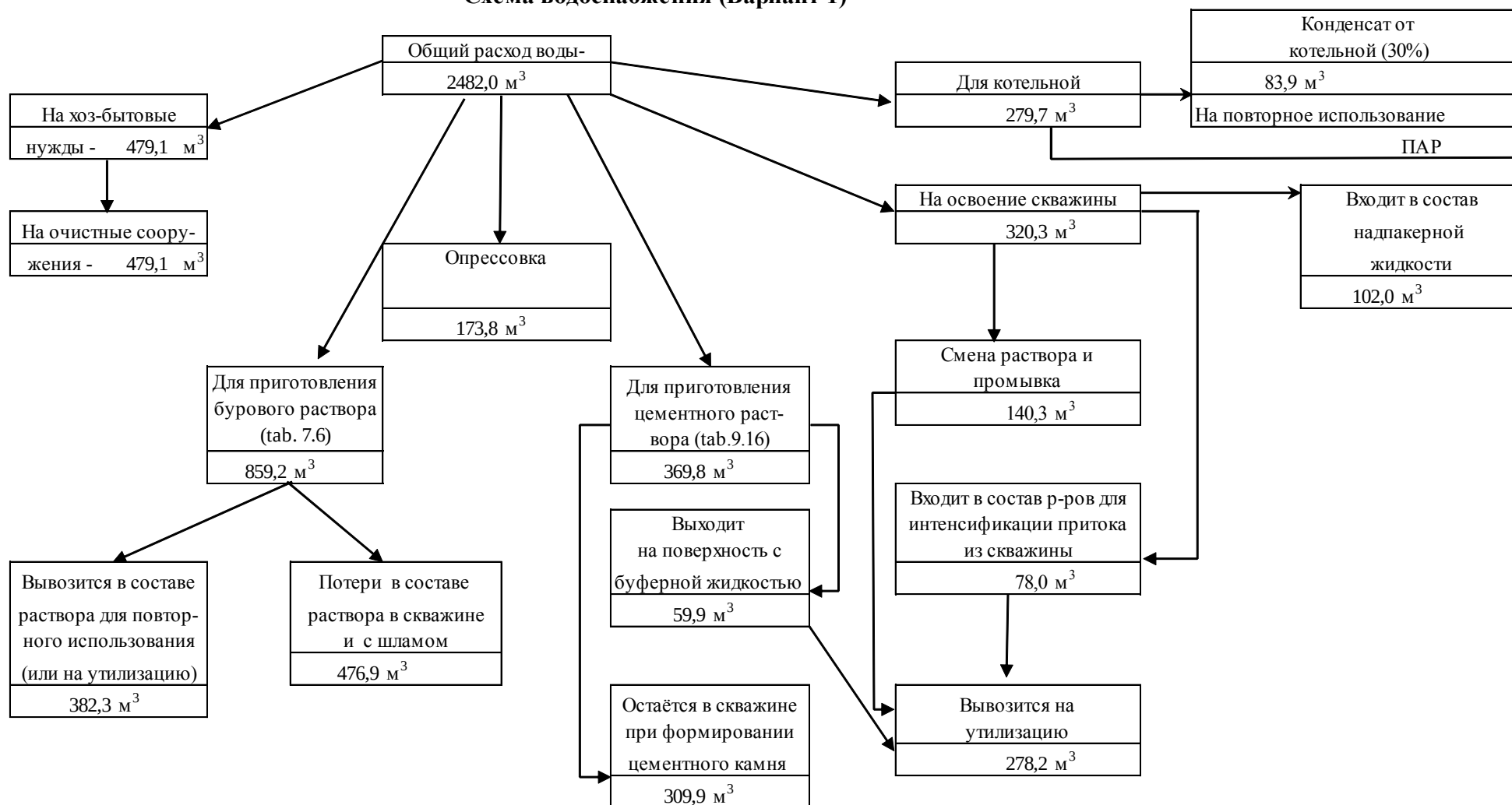


Рисунок 3.5 – Схема водопотребления и водоотведения при строительстве скважины 9882 (PT_5) вариант 1



Схема водоснабжения (Вариант 2)

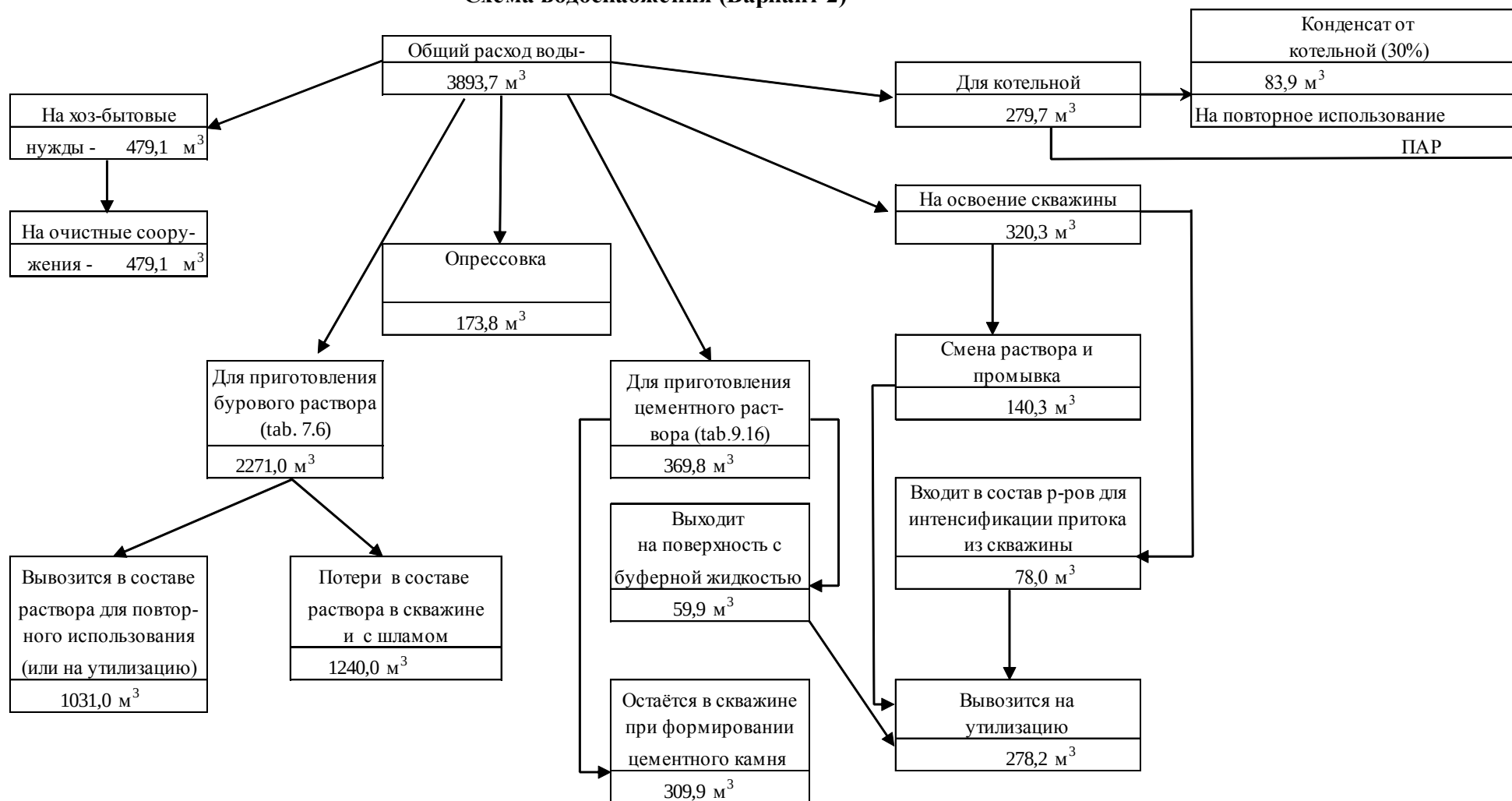


Рисунок 3.6 – Схема водопотребления и водоотведения при строительстве скважины 9882 (РТ_5) вариант 2



Таблица 3.22 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины

Расход воды	Объем, м ³	Расчет расхода воды (ссылка)	Примечания	Объем, м ³
(вариант 1)				
1. На хозяйственно-бытовые нужды	479,1	таб.1.1.1	на очистные сооружения	479,1
2. Для приготовления бурового раствора	859,2	таб.7.6	потери в скважине	476,9
в том числе:			вывозится в составе раствора для повторного использования (или на утилизацию)	382,3
- для повторного использования	382,3			
- для раствора с шламом	476,9			
3. На опрессовку эксплуатационной колонны	173,8	таб.1.1.1	для повторного использования или на утилизацию	278,2
4. Для приготовления цементного раствора и буферной жидкости	369,8	таб.9.16	остается в скважине при формировании цем. камня	309,9
в том числе:				
- для цементного раствора	309,9			
- для буферной жидкости	59,9		выходит на поверхность с буфером	59,9
5. На освоение скважины	320,3	(таб.10.10, 10.12)	вывозится на утилизацию после цементирования и освоения	278,2
в том числе:				
- в составе надпакерной жидкости	102,0			
- смена раствора и промывка	140,3			
- интенсификации притока	78,0			
6. Для котельной	279,7	таб.1.1.1	конденсат от котельной (30%) на повторное использование	83,9
Общий расход воды, м³	2482,0			
(вариант 2)				
1. На хозяйственно-бытовые нужды	479,1	таб.1.1.1	на очистные сооружения	479,1
2. Для приготовления бурового раствора	2271,0	таб.7.6	потери в скважине	1240,0
в том числе:			вывозится в составе раствора для повторного использования (или на утилизацию)	1031,0
- для повторного использования	1031,0			
- для раствора с шламом	1240,0			
3. На опрессовку эксплуатационной колонны	173,8	таб.1.1.1	для повторного использования или на утилизацию	278,2
4. Для приготовления цементного раствора и буферной жидкости	369,8	таб.9.16	остается в скважине при формировании цем. камня	369,8
в том числе:				
- для цементного раствора	309,9			
- для буферной жидкости	59,9		выходит на поверхность с буфером	59,9
5. На освоение скважины	320,3	(таб.10.10, 10.12)	вывозится на утилизацию после цементирования и освоения	278,2
в том числе:				
- смена раствора и промывка	140,3			
- интенсификации притока	78,0			
6. Для котельной	279,7	таб.1.1.1	конденсат от котельной (30%) на повторное использование	83,9
Общий расход воды, м³	3893,7			



3.2.4 Поверхностные воды

Гидрографическая характеристика территории

По гидрографическим условиям территорию области можно разделить на три района: реки Подуральского плато, впадающие в реку Урал ниже Уральска; низовья реки Урал и её древние протоки, бессточные реки восточной части Прикаспийской низменности.

Река Урал является самой крупной водной артерией Западно-Казахстанской области. Протекает на расстоянии 40-45 км от месторождения. Длина реки 2428 км, площадь водосбора 237000 км². На своем пути река Урал образует 19 проток, 11 рукавов и принимает 95 притоков длиной более 10 км и 183 притока длиной менее 10 км. В бассейне реки насчитывается 4698 водоемов. Бассейн реки Урал ассиметричен. Левобережная его часть в 2,1 раза больше правобережной.

Реки Илек и Утва впадают в реку Урал, пересекая территорию района с юго-востока на северо-запад, и имеют долины шириной более 25 км. Долины притоков реки Илек – Березовки, Шиели, Сук-Булак сложены двумя пойменными и четырьмя надпойменными террасами. Реки по источникам питания относятся к снеговому типу, по условиям протекания - к равнинным, по водному режиму – к рекам с весенним половодьем, по степени устойчивости русла – к устойчивым, имеющим сформированные самим потоком разработанные русла, по ледовому режиму – к рекам замерзающим.

По территории Карачаганакского месторождения протекает река Берёзовка и её левые притоки - балка Кончубай и балка Калминовка. По источникам питания река Берёзовка, балка Кончубай и балка Калминовка относятся к снеговому, по условиям протекания – к равнинным, по водному режиму – к рекам с весенним половодьем, по степени устойчивости русла - устойчивые, имеющие сформированные самим потоком разработанные русла, по ледовому режиму – реки замерзающие.

Характеристика водных объектов

Согласно «Информационному бюллетеню о состоянии окружающей среды г.Уральск» за 2025 год наблюдения за качеством поверхностных вод по Западно-Казахстанской области проводились на 18 створах 9 водных объектов (реки Жайык, Шаган, 8 Дерколь, Елек, Шынгырлау, Караозен, Сарыозен, Кошимский канал и озеро Шалкар).

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 физико-химических показателей качества: температура, взвешенные вещества, цветность, прозрачность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, главные



ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды.

Река Урал. температура воды отмечена в пределах 0,2-14,8°C, водородный показатель 6,34-7,72, концентрация растворенного в воде кислорода – 6,72-10,88 мг/дм³, БПК₅ – 1,76-3,2 мг/дм³, прозрачность-15-21см.

В сравнении с годовым 2022 года качество поверхностных вод рек Жайык, Елек перешел с 3 класса в 2 класс - улучшилось. В реке Шаган, Дерколь перешел с 3 класса в 1 класс – улучшилось. В реке Шынгырлау качество поверхностных вод перешел с 4 класса в не нормируется >5 класс – ухудшилось. В реке Сарыозен, Караозен и Кошимском канале качество поверхностной воды не изменилось.

Воды реки Урал используются многочисленными и разнородными водопотребителями и водопользователями. В пределах своего бассейна река и ее притоки являются основным источником воды всех отраслей экономики. Основными водопотребителями водных ресурсов реки Урал являются промышленность, коммунальное хозяйство, орошаемое земледелие. К числу водопользователей можно отнести речной транспорт, рыбное хозяйство, а также организации, занимающиеся обводнением пастбищ. Начиная с 70-х годов прошлого столетия, объем стока воды в реке Урал постепенно уменьшается. Особенно это заметно с 2006 года, хотя в целом эти годы характеризуются как средние по водности. И причин тому существует несколько. Это климатические факторы, влияющие на учащение периодов маловодья рек, регулирование стока в бассейне, и ухудшение состояния гидрографической сети реки в связи с распашкой земель и вырубкой лесов.

В процессе проведения работ на рассматриваемом участке **отсутствует сброс сточных вод** в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений **не предусматривается проектом.**

Ввиду отсутствия предложений по установлению нормативов допустимых сбросов (НДС), разработка и реализация водоохранных мероприятий, направленных на достижение НДС **не предусматривается проектом.**



Возможность изъятия нормативно - обоснованного количества воды из поверхностного источника в естественном режиме, без дополнительного регулирования стока **не рассматривается.**

Оценка воздействия на поверхностные воды

В целом на стадии строительства скважины при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, не предвидится сильных воздействий на поверхностные воды. Комплекс водоохраных мероприятий, предусмотренных во время буровых операций в значительной мере смягчит возможные негативные последствия. При соблюдении природоохранных мероприятий влияние строительства на поверхностные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости на речную систему района расположения месторождения присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

3.2.5 Подземные воды

Гидрогеологические параметры описания района, наличие и характеристика разведанных месторождений подземных вод

В гидрогеологическом отношении месторождение расположено в пределах Прикаспийского артезианского бассейна, являющегося составной частью обширного Северо-Каспийского артезианского бассейна, занимающего юго-восточную окраину Русской платформы.

В разрезе Северо-Каспийского артезианского бассейна выделяются серия водоносные комплексы и горизонты, которые составляют два гидрогеологических этажа (надсолевой и подсолевой), разделенных региональным водоупором – соленосной ангидритовой толщей



кунгурского яруса. Данные этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы, отличающиеся по гидродинамическим и гидрохимическим режимами.

Надсолевой гидрогеологический этаж находится в условиях инфильтрационного режима. Источником пластовой энергии подземных вод надсолевых отложений являются гидростатические напоры, возникающие за счет разницы гипсометрического положения областей питания и разгрузки.

Главные источники питания располагаются на периферии артезианского бассейна, на территории Воронежского, Токмовского и Жигулевско-Пугачевского сводов, Актюбинского Приуралья. Основной областью разгрузки является Прикаспийская впадина. В зоне активного водообмена питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков на участках выходов или неглубокого залегания водопроницаемых пород на дневную поверхность.

В пределах надсолевого гидрогеологического этажа выделены следующие водоносные комплексы: неоген-четвертичный, меловой, триасовый и верхне пермский. От подсолевого этажа отделяется водоупорной толщей кунгурского, уфимского и казанского ярусов. В отложениях кунгурского яруса установлена водоносность иреньских отложений, связанная с линзовидными горизонтами крепких рассолов.

Водоносный комплекс неоген-четвертичных отложений прослеживается повсеместно и является первым от поверхности земли. В его составе выделяется 5 водоносных горизонтов, связанных с четвертичными (современные, средне-верхнечетвертичные аллювиальные и нижне-среднечетвертичные делювиальные отложения) и верхнеплиоценовыми (сыртовые и акчагыльские отложения) образованиями.

Водоносный горизонт современных аллювиальных отложений распространен в пределах пойм рек. Представлен он мелкозернистыми, реже крупнозернистыми песками с включением гравия, мощностью 1,2-10 метров. Дебиты скважин составляют 0,6-2,5 $\text{дм}^3/\text{с}$, при понижении уровня воды на 1,4-7,3 м. Удельные дебиты варьируют в пределах 0,3-3,5 $\text{дм}^3/\text{с}$.

Питание подземных вод осуществляется за счет паводковых вод в весенний период. Разгрузка подземных вод осуществляется в русла рек, часть подземного стока уходит на формирование подруслового потока, перетекание в нижележащие водоносные горизонты и частично на транспирацию влаги лесной растительностью. Подземные воды горизонта тесно связаны с поверхностными, что доказывается опытными кустовыми откачками и режимными наблюдениями.



Подземные воды современных аллювиальных отложений пресные с величиной минерализации 0,4-1,0 г/л. Химический состав подземных вод гидрокарбонатный кальциево-натриевый, реже сульфатный натриевый.

Водоносный горизонт средне верхнечетвертичных отложений распространен в долинах р. Урал, Утва, Илек и Берёзовка, представлен мелко- и крупнозернистыми песками, а также гравийно-галечниками. Толщина горизонта составляет 9-11 м. Водообильность горизонта высокая. Дебиты скважин достигают 20-35 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня воды на 3-9 м. Удельные дебиты – до 5-6 $\text{м}^3/\text{с}$. Химический состав воды гидрокарбонатно-кальциево-натриевый или хлоридно-гидрокарбонатный, гидрокарбонатно-хлоридный смешанного катионного состава, пресные с минерализацией до 1 г/л.

Питание водоносного горизонта осуществляется преимущественно за счет фильтрации паводковых вод, инфильтрации атмосферных осадков и подтока из других горизонтов.

Водоносный средне-верхнечетвертичный аллювиальный горизонт является наиболее перспективным для водоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов.

Водоносный горизонт нижне-среднечетвертичных делювиальных отложений представлен суглинками, глинистыми песками, толщиной до 2 м. Минерализация воды составляет 2,3-6,2 г/л, химический состав – хлоридно-гидрокарбонатный.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых акчагыльских отложений сложен среднечетвертичными песками, залегающими среди одновозрастных глин. Глубина залегания горизонта от 15-18 м до 60 м и более. Мощность горизонта изменяется от 2 м до 32 м. Воды напорные. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине от 2,4 м до 8,6 м. Высота напора, в зависимости от глубины залегания водовмещающих пород, составляет от 9,7-м до 55,4 м. Водообильность водоносного горизонта по данным откачек из скважин составляет 0,2-5,8 $\text{м}^3/\text{сут}$ при понижении уровня на 11,3-12,7 м. Минерализация подземных вод горизонта 1,0-8,2 г/л, состав – хлоридный, хлоридно-гидрокарбонатный натриевый.

Питание горизонта происходит путем инфильтрации атмосферных осадков на участках, где горизонт выходит на дневную поверхность (за пределами участка). На участках с благоприятными условиями возможно также перетекание из вышележащих водоносных горизонтов во время повышения уровня грунтовых вод в периоды высоких паводков.

Разгрузка подземных вод горизонта осуществляется перетеканием в смежные водоносные комплексы, а также региональным оттоком за пределы участка в центральную часть Прикаспийской впадины. Выдержанный водоупор между верхнеплиоценовым и меловым горизонтами отсутствует.



Водоносный комплекс меловых отложений, включающий маастрихтский и турон-кампанский горизонты, распространен повсеместно, толщина увеличивается к югу, где породы верхнего мела обрамляют соляные купола и заполняют межкупольные мульды.

Глубина залегания водоносного горизонта маастрихтских отложений изменяется от 2,1 м до 30 м, толщина его – 12-135,7 м, при средних значениях 30-50 м.

Дебиты скважин изменяются от 0,1 до 4,5 л/с при понижениях уровня до 21,3 м. Коэффициент фильтрации горизонта по данным опытных откачек изменяется в пределах 0,68-16,34 м/сутки.

Водоносный горизонт верхнемеловых турон-кампанских отложений гидравлически взаимосвязан с водоносным верхнемеловым маастрихтским горизонтом. Водоносной является трещиноватая мергелистая толща. Глубина залегания кровли горизонта колеблется от 2,5 м до 79,5 м. Подземные воды в местах выхода отложений на дневную поверхность безнапорные, в местах глубокого залегания – напорные. Толщина горизонта от 13 м до 50 м и более метров. Дебиты скважин изменяются от 0,1 дм³/с до 4,5 л/с при понижениях уровня до 21,3 м. Коэффициент фильтрации горизонта по данным опытных откачек изменяется в пределах 0,68 м/сутки - 16,34 м/сутки. Воды горизонта чаще всего пресные гидрокарбонатные кальциевые и гидрокарбонатные натриевые с минерализацией до 1 г/л или слабосолоноватые хлоридные натриевые с минерализацией до 1,7 г/л.

Питание водоносный горизонт получает за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода на дневную поверхность или за счет перетекания вниз грунтовых вод и частично за счет перетока из нижележащих водоносных горизонтов в местах тектонических нарушений. Разгрузка подземных вод горизонта происходит путем перетекания в другие водоносные горизонты.

Водоносный комплекс верхне- и среднеюрских отложений вскрывается скважинами на глубине от 17 м до 320 м. Подземные воды приурочены к прослоям песков и песчаников, толщина которых достигает 91,3 м. Воды повсеместно напорные, величина которого колеблется в пределах от нескольких метров до 175,3 м. Пьезометрические уровни устанавливаются несколько ниже уровня грунтовых вод на глубине 4,5-16,8 м. Водообильность комплекса довольно высокая, дебиты скважин достигают 6,1 л/сут при удельных значениях до 1,84 л/сут. Воды горизонтов в пределах месторождения, как правило, соленые хлоридные натриевые с минерализацией около 20-25 г/л, которая снижается на участках неглубокого залегания до 8-14 г/л. За пределами месторождения встречаются и пресные воды гидрокарбонатного натриевого состава.



Водоносный комплекс триасовых отложений является самым мощным в разрезе надсолевого этажа. Толщина достигает 2000 м и более, при средних значениях 1300-1600 м. Наиболее полно отложения триаса изучены в пределах полигона подземного захоронения (ППЗ). Здесь пробурены разведочные поглощающие скважины РП-4, РП-5 и РП-6 глубинами более 2000 м (месторождение Карачаганак).

Водовмещающие породы комплекса представлены песками, песчаниками и алевролитами, чередующимися с пластами глин. В скважине РП-6 общая толщина триасовых отложений 1888 м. Эффективная толщина песчанистых коллекторов составляет порядка 600 м, в процентном соотношении – свыше 38 %. Пористость песчаников по геофизическим данным оценивается в 21 % - 29 %.

Подземные воды триаса напорные, величина напора в зависимости от структурного плана подошвы комплекса, изменяется от 74 м до 1600 м. В зависимости от глубины опробования минерализация вод составляет 11,3 - 292 г/дм³.

Из числа микрокомпонентов в подземных водах триаса присутствует литий, медь, цинк, стронций, свинец, серебро. Наибольшее количество в весовом выражении содержится стронция (29-92 мг/л), вторым по величине является свинец (2,5 - 6,5 мг/л).

Водоносный комплекс верхнепермских отложений связан с татарским ярусом, водоносные горизонты которого, толщиной 180-200 м, опробованы на участке ППЗ-1, а также в разведочных и эксплуатационных скважинах 2, 10-П, 12, 18, 26, 42, 139, 331. Литологический состав водовмещающих пород татарского горизонта довольно однообразный - это переслаивание песчаников и алевролитов в толще глин. Подземные воды вскрыты в интервале глубин 1493 м - 2452 м. Во всех случаях вскрыты высоконапорные воды, уровни которых устанавливались выше кровли опробуемого горизонта на отметках 1413-2174 м. В отличие залегающих выше водоносных комплексов, для татарского горизонта не характерно наличие техногенных залежей газа.

Минерализация вод верхнепермского комплекса высокая и составляет 256-281 г/л при хлоркальциевом типе. Из микрокомпонентов присутствуют: бром (238 мг/л), йод (12,7 мг/л) и бора (10,9 мг/л).

Водоносность подсолевого гидрогеологического этажа установлена в отложениях нижнего карбона, а так же верхнего и среднего девона.

Водоносный комплекс терригенного девона включает водоносные горизонты, приуроченные к терригенным и карбонатным отложениям додевонского, ниже- и среднедевонского возраста. Характеризуется разнообразным литологическим составом.



Подземные воды высокоминерализованные (200-225 г/л), тип - хлоркальциевый, натрий-хлорный коэффициент равен 0,6-0,8.

На юго-востоке Прикаспийской впадины подземные воды отложения рассматриваемого комплекса изучены слабо. Значительные толщины его фиксируются в Эмбенском прогибе. Исходя из геологического строения региона и вертикальной гидрогеохимической зональности в глубокозалегающих отложениях терригенных девонских отложений, следует ожидать развитие менее минерализованных вод (150 г/л и ниже).

Водоносный комплекс карбонатных отложений верхнего девона-нижнего карбона содержит высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа. Максимальное содержание солей достигает 290 г/л. Наиболее изучены воды верхнего девона - нижнего карбона в юго-восточной части впадины в Южно-Эмбенской и Каратон-Тенгизской зонах поднятий. Принципиально новые данные впервые получены в скважине 13 Королевская. В интервале 4938-4924 м зафиксирована пластовая вода с минерализацией 158 г/л, натрий хлорный коэффициент составляет 0,94. Одним из основных источников повышенной минерализации или распреснения вод здесь являются глины и глинисто-карбонатные породы, широко распространенные во внутренней бортовой зоне.

На восточном борту Прикаспийской впадины водоносный комплекс средневизейско-верхнедевонских терригенных отложений изучен спорадически. Первые представительные сведения о химическом составе вод получены в скважине 9 Бозоба (интервал 5373-5210 м). Дебит перелива 634 м³/сут, минерализация 68 г/л, натрий-хлорный коэффициент равен 0,9. Маломинерализованные воды получены при испытании четырех объектов на площади Восточный Тортколь. Генезис этих вод связан с поступлением парогазожидкостной смеси по тектоническим нарушениям из глубоко залегающих зон.

Водоносный комплекс ниже каменноугольных терригенных отложений характеризуется невыдержанностью емкостно-фильтрационных свойств как в региональном плане, так и на отдельных площадях. По этой причине водообильность разностей терригенных пород разнообразна. Пластовые воды комплекса наиболее изучены на юге. Максимальная вскрытая толщина комплекса зафиксирована на площади Тортай (540 м). Фоновая минерализация вод составляет 100-120 г/л, натрий хлорный коэффициент равен 0,8-0,9. Примечательно наличие в составе водорастворенного газа существенной доли двуокиси углерода (54-89%).

Водоносный комплекс ниже-средне-некаменноугольных карбонатных отложений представлен высокометаморфизованными водами с минерализацией до 260 г/л. В южной части Прикаспийской впадины комплекс изучен на Астраханском своде и Каратонско-



Тенгизской зоне поднятий. Результаты опробования скважин в юго-восточной части впадины свидетельствуют о наличии в карбонатном разрезе как высоко водообильных проницаемых горизонтов, так и практически непроницаемых. Минерализация вод изменяется в широких пределах (от 120 г/л до 200 г/л), коэффициент метаморфизации варьирует от 0,7 до 0,95.

На юго-востоке Прикаспийской впадины водоносный комплекс среднегжельско-верхневизейских карбонатных пород включает две толщи: верхнюю (КТ-I) - среднегжельско-поздне подольского возраста и нижнюю (КТ-II) - каширско-окского возраста. Пластовые воды толщи КТ-I наиболее полно изучены в подошвенной части нефтегазоносных карбонатов в интервале глубин 2752-3200 м. Минерализация вод изменяется от 90 до 170 г/л, натрий хлорный коэффициент составляет 0,8-0,9. Отмечается увеличение минерализации вод внутри толщи от кровли к подошве. Водоносные горизонты толщи КТ-II приурочены к литолого-стратиграфическим пачкам доломитов и известняков нижнего и среднего карбона, залегающие в интервале глубин 3130-5182 м. Коллекторские свойства пород толщи КТ-II значительно ниже, чем в отложениях толщи КТ-I. Минерализация вод по площади изменяется в широких пределах от 80 до 160 г/л, натрий хлорный коэффициент метаморфизации равен 0,7-0,8. Пластовые воды высоконапорные, самоизливающиеся.

Водоносный комплекс средне-верхнекаменноугольных терригенно-карбонатных отложений развит не повсеместно и в основном в юго-восточной части низменности. Хорошо изучен на площадях Равнинная, Молодежная, Тортай, Туресай и др. Водовмещающие карбонатные образования представлены чередованием известняков, доломитов с прослоями песчаников и аргиллитов. Минерализация пластовых вод 150-160 г/л, натрий хлорный коэффициент равен 0,8-0,9.

Водоносный комплекс терригенных и карбонатных пород нижней перми представлен известняками, доломитами, ангидритами, терригенно-глинистыми отложениями значительной толщины. Минерализация пластовых вод изменяется в широких пределах от 150 до 200 г/л. Воды комплекса высоко метаморфизованные (натрий хлорное отношение равно 0,5-0,8). Менее минерализованные воды зафиксированы на восточном борту синеклизы. Если во внешней части бортовой зоны Прикаспийской впадины отмечается пестрота химического состава вод сакмаро-артинских и ассельских отложений, то воды внутренней бортовой зоны впадины характеризуются большей однородностью состава. Особенностью вод западного борта впадины является высокое содержание в них брома.



Оценка воздействия на подземные воды

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т.д.) и как следствие этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт. Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации скважин месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате проникновения в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод, утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории промплощадок будут предусмотрены специальные

контейнеры для сбора ТБО и емкости для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод непосредственно на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды. В связи с тем, что для реализации проектных решений предлагается строительство скважины, поэтому в проекте приняты технические решения, которые гарантируют безопасное проведение всех необходимых нефтяных операций и исключают возможность проникновения по затрубному пространству скважины нефтяных флюидов и загрязнения водоносных горизонтов.

Скважина в процессе проектируемых работ будет оборудоваться специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях. Тип технологических растворов и их параметры будут подобраны, исходя из горно-геологических условий с учетом его наименее вредного воздействия на окружающую среду. Площадка под агрегатно-высечным и насосными блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см.), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в специально-обустроенную металлическую емкость. Для предотвращения разлива площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками гидроизолируется с уклоном в сторону специальной емкости. Перед проведением работ по испытанию (освоению) скважин на продуктивность, устье оборудуется фонтанной арматурой и противовыбросовой задвижкой.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование должно быть размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом проектируемые работы в рамках настоящего проекта на месторождении Карачаганак при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на месторождении Карачаганак, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.



При соблюдении природоохранных мероприятий влияние на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости на подземные воды района расположения месторождения присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Мероприятия по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения

Настоящим проектом предусмотрена реализация следующих мероприятий по предупреждению миграции загрязнителей в водоносные горизонты через почву и смыву загрязнений за пределы буровой площадки:

- применение безамбарного метода бурения, то есть осуществление сбора отходов бурения в специальные контейнеры с последующим обращением их согласно действующей системе управления отходами;
- сбор производственных (буровых) сточных вод в специальные контейнеры с последующим вывозом на обработку на УОЖО (Экоцентр), для повторного использования для нужд производства или для закачки на КПК;
- буровой раствор, в том числе запасной буровой раствор, вывозится на Завод буровых растворов для повторного использования (Вариант 1, Вариант 2). Образующиеся в результате обработки остатки бурового раствора или в случае его непригодности, в качестве жидких отходов направляются на размещение в Чеки 35А/Б КУО;
- оборудование устья скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устье и их излив на дневную поверхность;



- доставка ГСМ на буровую спецавтотранспортом и хранение в специальных расходных емкостях;
 - подача топлива из расходных ёмкостей к дизельным двигателям по герметичным топливопроводам;
 - хранение химреагентов в металлическом контейнере в герметичной таре;
 - допускается временное хранение химреагентов в герметичной металлической, или пластмассовой таре на гидроизолированной площадке, оборудованной тентом, или иной защитой от атмосферных осадков;
 - устройство навеса, укрытия с четырёх сторон и гидроизолирующего покрытия пола на площадке работы с химреагентами (для исключения пыления, размокания и растекания);
 - обеспечение строгого контроля за герметичностью всех желобных трубных соединений в целях исключения разливов бурового раствора;
 - недопущение сбора ливневых и талых вод в шахте у устья скважины, в случае обильных атмосферных осадков может происходить аварийная ситуация с затоплением площадок и перелив ливневых и талых вод с них на рельеф местности. Во избежание аварийных ситуаций производится своевременный сбор снега по периметру площадки и дальнейший вывоз на УОЖО для очистки и вторичного использования на скважинных операциях, согласно Проекту «Нормативов допустимых сбросов (ДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в подземные горизонты Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения на 2025 г.»
- Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды***

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Согласно действующей Программе ПЭК, для выявления влияния КНГКМ на поверхностные воды, пробы воды на химический анализ отбираются один раз в месяц (в теплое время года с апреля по октябрь месяц) в нижеуказанных точках:



- балка Кончубай – выше месторождения и ниже месторождения;
- река Березовка – выше месторождения и ниже месторождения.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных и газовых месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- водородный показатель (рН), жесткость, сухой остаток;
- азотная группа соединений (нитраты, нитриты);
- нефтепродукты;
- хлориды, сульфаты, фосфаты;
- взвешенные вещества, СПАВ, железо общее.

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

В рамках проведения мониторинга водных ресурсов на месторождении Карачаганак рекомендуется продолжить исследование качества подземных и поверхностных вод в существующем режиме.

В настоящее время, проводимые исследования в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля.

Мониторинг воздействия проектируемых объектов на окружающую среду будет проводиться в общем комплексе экологических исследований в рамках производственного экологического контроля на месторождении Карачаганак.

3.2.6. Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ не предполагается. Все сточные воды передаются специализированным подрядным организациям.

3.2.7. Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии не предполагается.

3.3 Оценка воздействия на недра

3.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ) расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, характеризующейся большой толщиной осадочного чехла и интенсивным проявлением соляной тектоники. Поднятие связано с крупной подсолевой карбонатной постройкой позднедевонско-раннепермского возраста, приуроченной к выступу фундамента со сложным строением, находящемся на глубине 6-7 км.

Основной залежью на Карачаганакском месторождении является нефтегазоконденсатная залежь верхнедевонско-нижнепермских подсолевых отложений.

На месторождении Карачаганак бурением вскрыты отложения кайнозойской, мезозойской и палеозойской групп, расчленение которых проведено на основе палеонтологических данных с учетом литологии и материалов промыслово-геофизических исследований. Максимально вскрытая глубина в скважине DR6 составила 6458 м.

В фаменско-артинском структурно-тектоническом комплексе выделяются *три структурных подэтажа*: верхнедевонско-турнейский, ниже-среднекаменноугольный и нижнепермский, которые разделяются перерывами в осадконакоплении.

Структурные подэтажи характеризуются структурными картами по сейсмическим отражающим горизонтам: верхнедевонско-турнейского - структурной картой по горизонту S_9 ; ниже-среднекаменноугольного – структурной картой по отражающему горизонту C_1 ; нижнепермского подэтажа – структурной картой по отражающему горизонту P_0 (сильное сейсмическое отражение).

Нефтегазоконденсатная залежь по вертикали разделяется на три части: газовая часть приурочена к нижнепермским отложениям, представленным ассельско-артинскими отложениями (I объект), ограниченными сверху поверхностью P_1 , снизу поверхностью C_1 и плоскостью ГНК в краевых частях; газоконденсатная часть представлена каменноугольными отложениями, ограниченными сверху поверхностью C_1 , снизу – плоскостью ГНК (II объект); нефтяная часть находится между плоскостями ГНК и ВНК (III объект) и представлена верхнедевонско-нижнекаменноугольными отложениями.

На границе раздела пермских и каменноугольных отложений в подошве пермских залегают глинисто-карбонатный пласт, который частично играет роль барьера между объектами I и II.



3.3.2 Потребность объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации (виды, объемы, источники получения)

Необходимость в изъятии земельных ресурсов, почвы, полезных ископаемых, растительности при реализации намечаемой деятельности отсутствует.

Потребность в сырьевых ресурсах, а именно в ГСМ (дизельное топливо и масло) составит 1973,3 тонн, из которых 1972,5 тонн – дизельное топливо и 0,9 тонн – масло.

3.3.3. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Строительство скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях являются экологически опасными видами деятельности и сопровождаются следующими видами воздействия на недра:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термоэрозия, просадки и др.) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях на буровых площадках;
- загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрислоевых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность;
- изъятием водных ресурсов;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин.

К основным источникам загрязнения и воздействия на недра относятся:

- при бурении скважин: блок приготовления и обработки бурового и цементного растворов, циркуляционная система; насосный блок (охлаждение штоков, насосов, дизелей); устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости горюче-смазочных материалов, двигатели внутреннего сгорания, котельные, химические



вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы;

- при испытании скважин (освоении): межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам, фонтанная арматура, продувочные отводы, сепаратор, факельная установка; нефть, газ, получаемые при испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);

Влияние строительства скважины на геологическую среду можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости на недра присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

3.3.4. Обоснование природоохранных мероприятий по регулированию водного режима и использованию нарушенных территорий

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Согласно действующему природоохранному законодательству Республики Казахстан для предотвращения экологического и экономического вреда недрам необходимо соблюдать следующие требования и мероприятия:



- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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;
- площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- строительство скважин должно осуществляться с применением безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию с Государственными уполномоченными органами в области охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсичных веществ в природные объекты предусматривается инженерная система организационного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок;
- запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты;
- проводятся работы по утилизации и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых сточных вод и выбуренной породы (шлама) для повторного использования в процессе бурения;
- работы по освоению и испытанию скважин выполняются, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту и требованиям охраны недр;



- вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающим выбросами или открытыми фонтанами, необходимо проводить при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин;
- в скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводоносных пластов, проводятся изоляционные работы, в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, газа и воды;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- в случае невозможности продолжения бурения по геологическим, техническим (аварийные ситуации) или по иным причинам ликвидация скважин осуществляется по дополнительным планам, утвержденным головной организацией и согласованным аварийно-спасательной службой и Ростехнадзором;
- после проведения изоляционно-ликвидационных работ через месяц, через 6 месяцев и далее с периодичностью не реже одного раза в год осуществляется проверка состояния устья скважины, фиксируется отсутствие давления в затрубном и межколонном пространстве, осуществляется последующий контроль воздуха вокруг устья скважины на содержание агрессивных газов и токсичных компонентов;
- в случае обнаружения выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированной скважины применяются меры по выявлению источника и его ликвидации по дополнительному плану.

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.

3.3.5. Характеристика используемых месторождений (запасы полезных ископаемых, их геологические особенности и другое)

Основной задачей строительства горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) является добыча нефти. Проектный горизонт С1 (объект III).



Подробная геологическая характеристика представлена в разделе 1 пункт 4 настоящего «Индивидуального технического проекта на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак».



3.4 Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления

3.4.1 Виды и объемы образования отходов

Основными видами отходов при проведении скважинных операций являются следующие отходы:

- ❖ Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе (БШВО));
- ❖ Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) (Буровой шлам бурового раствора на нефтяной основе (БШНО));
- ❖ Буровой раствор, содержащие опасные вещества (Отработанный буровой раствор на водной основе (БРВО));
- ❖ Нефтесодержащие буровые отходы (буровой раствор) (Отработанный буровой раствор на нефтяной основе (БРНО));
- ❖ Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества (Отработанный рассол);
- ❖ Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки, полиэтиленовые мешки, пластмассовые канистры и металлические бочки из-под химреагентов)
- ❖ Пластмассы (отходы пластмассы (Заглушки труб, протекторы обсадных труб));
- ❖ Отходы сварки (Огарки сварочных электродов);
- ❖ Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь);
- ❖ Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла);
- ❖ Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные люминесцентные лампы);
- ❖ Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы);
- ❖ Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры);
- ❖ Опилки и стружка черных металлов (Металлическая стружка);
- ❖ Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы).

Предварительные расчеты образования отходов производства и потребления производились на основании:

- ❖ Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96. Алматы - 1996 год;
- ❖ Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Приказ и.о. министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года №129-п;
- ❖ Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 год. № 100-п.

Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе (БШВО)) при бурении направления 20 м и кондуктора 100-200 м (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» №129-п от 03.05.2012 г.)

Объем бурового шлама: $V_{ш} = V_n * 1,2$, где:

1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n – объем выбуренной породы.

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины: $V_n = \sum V_{skv}$

где: V_{skv} – объем выбуренной породы интервала скважины

$$V_{skv} = K_1 \times \pi \times D^2 / 4 \times L$$

где: K_1 – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы); π – 3,14

D – диаметр интервала скважины, м;

L – глубина интервала скважины, м.

от	до	K Kaver	D dolot	Vskv	
0	30	1,40	0,9140	27,5	
30	200	1,40	0,6604	81,5	
				$V_n =$	109,0 м³

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины: $V_n = 27,5 + 81,5 = 109,0 \text{ м}^3$

Объем бурового шлама: $V_{ш} = 109,0 \times 1,2 + 2,67 = 133,5 \text{ м}^3$

где: $2,67 \text{ м}^3$ – шлам от разбуривания цементного стакана

Масса бурового шлама определяется по формуле:

$$M_{ш} = V_{ш} * p$$

$$M_{ш} = 133,5 * 1,75 = 233,625 \text{ т}$$



где: $V_{ш}$ – Объем бурового шлама;

ρ – Объемный вес бурового шлама, 1,75 т/м³.

Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе (БРВО)) при бурении направления 20 м и кондуктора 100-200 м (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г., №129-п):

Объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлические емкости, определяется по формуле:

$$V_{обр} = 1,2 * V_n * K_1 + 0,5 * V_{ц}$$

$$V_{обр} = (1,2 * 98,1 * 1,052) + (0,5 * 90) = 182,6 \text{ м}^3$$

где: V_n – объем выбуренной породы интервала скважины, 90,0 м³

K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, (согласно РД 39-3-819-91, $K_1=1,052$);

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной 90 м³

$V_{ц}$	Глубина спуска, м	Тип буровой установки	Полезный объем циркуляционной системы, м ³
	2000	БУ-2000	90

Масса отработанного бурового раствора определяется по формуле: $M_{обр} = V_{обр} * \rho$

$$M_{обр} = 182,6 * 1,3 = 237,38 \text{ т}$$

где: V – Объем отработанного бурового раствора;

ρ – Удельный вес отработанного бурового раствора, 1,3 т/м³.

Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) (буровой шлам бурового раствора на нефтяной основе (БШНО)) (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г., №129-п):

Объем бурового шлама: $V_{ш} = V_n * 1,2$

где: 1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n – объем выбуренной породы.

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины: $V_n = \sum V_{skv}$, где:

V_{skv} – объем выбуренной породы интервала скважины

$$V_{skv} = K_1 * \pi * D^2 / 4 * L, \text{ где:}$$

K_1 – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы); π – 3,14

D – диаметр интервала скважины, м;



L – глубина интервала скважины, м.

200	900	1,40	0,4572	160,8
900	1000	1,30	0,4572	21,3
1000	1900	1,30	0,4445	181,5
1900	4050	1,30	0,3429	258,0
4050	4180	1,25	0,3429	15,0
4180	4500	1,24	0,2413	18,1
4500	5050	1,19	0,2032	21,2
5050	5061	1,16	0,2032	0,4
5061	5451	1,1	0,2032	13,9
5451	6715	1,10	0,1524	25,4

$$V_n = 715,6 \text{ м}^3$$

$$V_n = 160,8 + 21,3 + 181,5 + 258,0 + 15,0 + 18,1 + 21,2 + 0,4 + 13,9 + 25,4 = 715,6 \text{ м}^3$$

Объем бурового шлама:

$$V_{ш} = 715,6 \times 1,2 + 10,20 = 868,9 \text{ м}^3,$$

где:

10,20 м³ – шлам от разбуривания цементного стакана

Масса бурового шлама определяется по формуле: $M_{ш} = V_{ш} * p$

$$M_{ш} = 868,9 * 1,75 = 1520,575 \text{ т}$$

где: $V_{ш}$ – Объем бурового шлама;

p – Объемный вес бурового шлама, 1,75 т/м³.

Нефтедержащие буровые отходы (буровой раствор) (отработанный буровой раствор на нефтяной основе (БРНО)) (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г., №129-П):

Объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлические емкости, определяется по формуле: $V_{обр} = 1,2 * V_n * K_1 + 0,5 * V_{ц}$

$$V_{обр} = (1,2 * 715,6 * 1,052) + (0,5 * 240) = 1023,4 \text{ м}^3$$

где: V_n – объем выбуренной породы интервала скважины, 715,6 м³

K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, (согласно РД 39-3-819-91, $K_1=1,052$);

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной 240 м³

$V_{ц} =$	Глубина спуска, м	Тип буровой установки	Полезный объем циркуляционной системы, м ³
	2000	БУ-2000	90
	2500	БУ-2500	90
	3000	БУ-3000	120
	4000	БУ-4000	150
	5000	БУ-5000	180
	6000	БУ-6000	240
	8000	БУ-8000	300
	10000	БУ-10000	360



Масса отработанного бурового раствора определяется по формуле: $M_{обр} = V_{обр} * \rho$

$$M_{обр} = 1023,4 * 1,3 = 1330,42 \text{ т}$$

где: $V_{обр}$ – Объем отработанного бурового раствора;

ρ – Удельный вес отработанного бурового раствора, $1,3 \text{ т/м}^3$.

Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе (БШВО)) (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г., №129-п)

Объем бурового шлама: $V_{ш} = V_{п} * 1,2$, где:

1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{п}$ – объем выбуренной породы.

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины: $V_{п} = \sum V_{skv}$

где: V_{skv} – объем выбуренной породы интервала скважины

$$V_{skv} = K_1 * \pi * D^2 / 4 * L$$

где: K_1 – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы); π – 3,14

D – диаметр интервала скважины, м;

L – глубина интервала скважины, м.

от	до	K Kaver	D dolot	Vskv
0	30	1,40	0,9140	27,5
30	200	1,40	0,6604	81,5
200	900	1,40	0,4572	160,8
900	1000	1,30	0,4572	21,3
1000	1900	1,30	0,4445	181,5
1900	4050	1,30	0,3429	258,0
4050	4180	1,25	0,3429	15,0
4180	4500	1,24	0,2413	18,1
4500	5050	1,19	0,2032	21,2
5050	5061	1,16	0,2032	0,4
5061	5451	1,1	0,2032	13,9
5451	6715	1,10	0,1524	25,4

$$V_{п} = 824,6 \text{ м}^3$$

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины:

$$V_{п} = 27,5 + 81,5 + 160,8 + 21,3 + 181,5 + 258,0 + 15,0 + 18,1 + 21,2 + 0,4 + 13,9 + 25,4 = 824,6 \text{ м}^3$$

Объем бурового шлама: $V_{ш} = 824,6 * 1,2 + 12,86 = 1002,4 \text{ м}^3$, где:

12,86 м^3 – шлам от разбуривания цементного стакана

Масса бурового шлама определяется по формуле: $M_{ш} = V_{ш} * \rho$

$$M_{ш} = 1002,4 * 1,75 = 1754,2 \text{ т}$$



где: $V_{ш}$ – Объем бурового шлама;

ρ – Объемный вес бурового шлама, 1,75 т/м³.

Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе (БРВО)) (проведен согласно Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012 г., №129-п)
Объем отработанного бурового раствора, складируемого в металлические емкости, определяется по формуле:

$$V_{обр} = 1,2 * V_n * K_1 + 0,5 * V_{ц}$$

$$V_{обр} = (1,2 * 824,6 * 1,052) + (0,5 * 240) = 1161,0 \text{ м}^3$$

где: V_n – объем выбуренной породы интервала скважины, 824,6 м³

K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, (согласно РД 39-3-819-91, $K_1=1,052$);

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной 240 м³

$V_{ц}$	Глубина спуска, м	Тип буровой установки	Полезный объем циркуляционной системы, м ³
	2000	БУ-2000	90
	2500	БУ-2500	90
	3000	БУ-3000	120
	4000	БУ-4000	150
	5000	БУ-5000	180
	6000	БУ-6000	240
	8000	БУ-8000	300
	10000	БУ-10000	360

Масса отработанного бурового раствора определяется по формуле: $M_{обр} = V_{обр} * \rho$

$$M_{обр} = 1161,0 * 1,3 = 1509,3 \text{ т}$$

где: $V_{обр}$ – Объем отработанного бурового раствора;

ρ – Удельный вес отработанного бурового раствора, 1,3 т/м³.

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)

Норма образования отработанного масла определяется согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п: по формуле: $N = Nd * 0,25$, где:

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

Nd – количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе (см. раздел 2 Организация строительства Технической части проекта).

$N = 0,01 * 0,25 = 0,0025 \text{ т}$ – в период подготовительных работ к бурению скважины

$N = 0,75 * 0,25 = 0,1875 \text{ т}$ – в период бурения скважины

$N = 0,09 * 0,25 = 0,0225 \text{ т}$ – в период испытания скважины



Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества (Отработанный рассол)

Масса отработанного рассола определяется по формуле: $M_{обр} = V_{обр} * \rho$

$$M_{обр} = 355,67 * 1,12 = 398,3504 \text{ т}$$

где: $V_{обр}$ – Объем раствора, 355,67 м³ (согласно табл.10.12 Раздела 1 Технической части настоящего проекта);

ρ – плотность 1,12 г/см³

Расчет объемов образования тары из-под химических реагентов

Количество образования тары из-под химических реагентов определяется по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п: по формуле: $M_{отх} = N * m$, где:

N – Количество тары, m – масса тары.

Вариант 1.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов): $15861 * 0,0002 = 3,1722 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полиэтиленовые мешки из-под химреагентов): $1274 * 0,003 = 3,822 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов): $6175 * 0,0135 = 83,3625 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов): $29 * 0,0014 = 0,0406 \text{ т}$

Вариант 2.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов): $4555 * 0,0002 = 0,911 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полиэтиленовые мешки из-под химреагентов): $1381 * 0,003 = 4,143 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов): $152 * 0,0135 = 2,052 \text{ т}$

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов): $29 * 0,0014 = 0,0406 \text{ т}$

Отходы сварки (Огарки сварочных электродов)

Расчет объемов образования огарков сварочных электродов производится по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п:



$$N = M * \alpha$$

$$N = 0,0147 * 0,015 = 0,0002 \text{ т}$$

где: N – норма образования огарков сварочных электродов;

M – расход сварочного материала, 0,0147 т.; α – остаток электрода, 0,015.

Пластмассы (пластмассовые заглушки труб)

При транспортировке труб НКТ используются специальные пластмассовые заглушки для их защиты от механических повреждений. В среднем при бурении скважины используются 1137,5 труб, следовательно, образуются заглушки в количестве 2275 штук. Итого использованных заглушек: 2275 шт* 4 кг (средний вес заглушек: маленькие – 2 кг, большие – 6 кг) = 9,1 т.

Пластмассы (пластмассовые протекторы обсадных труб)

Расчет объемов образования протекторов обсадных труб проведен аналогично п.2.48 «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п:

$$M_{отх} = N * m, \text{ где:}$$

N – количество контролируемых концов, шт.

m – масса, кг.

Объемы образования протекторов обсадных труб

Протекторы обсадных труб							
Название обсадной колонны	Длина колонны	Наименование протектора обсадных труб	Материал	Вес 1 шт, кг	Количество контролируемых концов, шт.		Общий вес отхода, кг
Направление 762 мм	30	Муфта Ниппель	пластик	13,1	5	2,5	32,75
			пластик	24,8		2,5	62
Кондуктор 508 мм	200	Муфта Ниппель	пластик	13,1	33	16,5	216,15
			пластик	24,8		16,5	409,2
Резервная колонна 406,4 мм	986,5	Муфта Ниппель	пластик	13,1	164	82	1074,2
			пластик	24,8		82	2033,6
Промежуточная колонна 339,7 мм	1900	Муфта Ниппель	пластик	3,5	316	158	553
			пластик	3,6		158	568,8
Эксплуатационная колонна 273,05 мм	4180	Муфта Ниппель	пластик	2,2	696	348	765,6
			пластик	2,5		348	870
Промежуточная колонна 2 (опциональный хвостовик) 219,08 мм	500	Муфта Ниппель	пластик	2,2	83	41,5	91,3
			пластик	2,5		41,5	103,75
Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 мм	1551	Муфта Муфта	пластик	1,4	258	129	180,6
			пластик	2,2		129	283,8
Эксплуатационная колонна (изоляционная надставка) 177,8 мм	1300	Муфта Ниппель	пластик	1,4	216	108	151,2
			пластик	2,2		108	237,6
Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	1765	Муфта Ниппель	пластик	0,8	294	147	117,6
			пластик	1,2		147	176,4
Итого:							7927,6
							7,9



Опилки и стружка черных металлов (Металлическая стружка)

Расчет объемов металлической стружки рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п: $M_{отх} = N \cdot m$

$$M_{отх} = 100 \cdot 0,04 = 4 \text{ т.}$$

где: N – расход черного металла при обработке, т.

m – норматив образования стружки при металлообработке, 0,04.

Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)**Объемы образования коммунальных отходов**

Виды работ	Продолжительность этапа (сутки)	Количество человек	Норма накопления коммунальных отходов	М, тонн
Строительство и монтаж буровой установки	12	20	0,0002055 т/сут на одного человека*	0,049
Подготовительные работы перед бурением скважины	2	16		0,006
Бурение и крепление	124	16		0,408
Испытание	45	16		0,148
Итого				0,611
Примечание: * - принято согласно Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к Приказу Министра ООС РК, от 18.04.2008 г. №100-п				

Смет с твердых покрытий

Виды работ	Продолжительность этапа (сутки)	Площадь смета	Норма накопления коммунальных отходов	М, тонн
Строительство и монтаж буровой установки	12	2713 м ²	5,0 кг/м ² год*	0,45
Подготовительные работы перед бурением скважины	2			0,07
Бурение и крепление	124			4,61
Испытание	45			1,67
Итого				6,8
Примечание: * - принято согласно Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение №16 к Приказу Министра ООС РК, от 18.04.2008 г. №100-п				

Общее количество коммунальных отходов

Виды работ	Продолжительность этапа, (сутки)	М, тонн
Строительство и монтаж буровой установки	12	0,499
Подготовительные работы перед бурением скважины	2	0,076
Бурение и крепление	124	5,018
Испытание	45	1,818
Всего		7,411



Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)

Определение ориентировочного объема обтирочного материала (промасленной ветоши):

$N = M_o + M + W$ – норма образования обтирочного материала (промасленной ветоши), т/год, где: M_o – поступающее количество ветоши, т ($\approx 0,025$ т);

$M = 0,12 * M_o$ – норматив содержания в ветоши масел; $M = 0,12 * 0,025 = 0,003$ т;

$W = 0,15 * M$ – нормативное содержание в ветоши влаги; $W = 0,15 * 0,025 = 0,004$ т;

$N = 0,025 + 0,003 + 0,004 = 0,032$ т

Промасленная ветошь собираются в контейнеры и по мере накопления вывозится подрядной организацией для дальнейшей утилизации.

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные люминесцентные лампы) образуются при эксплуатации приборов освещения, временно хранятся в заводской упаковке до передачи их на утилизацию по договору. Данный вид отхода относится к опасным отходам.

Расчет количества отработанных ламп проводится по формуле:

$Q_{р.л.} = K_{р.л.} * \bar{C}_{р.л.} * C / H_{р.л.}$, шт., где $Q_{р.л.}$ - количество ламп, подлежащих утилизации шт.;

$K_{р.л.}$ - количество установленных ламп на площадке - 40 шт.;

$\bar{C}_{р.л.}$ - среднее время работы в сутки одной ртутной лампы – 12 часов;

C - число рабочих суток – 171, из них: подготовительные работы к бурению – 2 суток, бурение – 124 суток и испытание – 45 суток.

$H_{р.л.}$ - нормативный срок службы одной лампы - 12000 час.

$Q_{р.л.} = 40 * 12 * 171 / 12000 = 7$ шт.

Масса отработанных ламп определяется по формуле:

$M_{р.л.} = Q_{р.л.} * \rho * 10^{-6}$, т/год, где,

$M_{р.л.}$ - масса отработанных ламп, т/год;

$Q_{р.л.}$ - количество ламп, подлежащих утилизации, (шт.)

ρ - масса одной лампы - 210 грамм;

10^{-6} - переводной коэффициент грамм в тонны.

$M_{р.л.} = 7 * 210 * 10^{-6} = 0,00147$ тонн/период, из них образуются:

- в период подготовительных работ к бурению - $0,00147 / 171 * 2 = 0,0000172$ тонн.
- в период бурения - $0,00147 / 171 * 124 = 0,001066$ тонн.



- в период испытания - $0,00147/171*45 = 0,000387$ тонн.

Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы) образуются при техническом обслуживании дизельных двигателей буровой установки, временно хранятся в металлическом контейнере до передачи их на утилизацию по договору. Данный вид отхода относится к опасным отходам.

Масса отработанных аккумуляторов рассчитывается по формуле:

$$Q_{a.б.} = \sum_{i=1}^{i-n} K_{a.б.i} * M_{a.б.i} / H_{a.б.i} * 10^{-3}, \text{ где,}$$

$Q_{a.б.}$ - масса отработанных аккумуляторных батарей, тонн;

$K_{a.б.i}$ - количество установленных аккумуляторных батарей i -той марки на площадке, шт.;

$M_{a.б.i}$ - средний вес i - аккумуляторной батареи i -той марки, кг;

$H_{a.б.i}$ - срок службы i - аккумуляторной батареи, лет;

10^{-3} - переводной коэффициент кг в тонны.

$$Q_{a.б.} = 5*37,5/2*10^{-3} = 0,09375 \text{ тонн/период, из них образуются:}$$

- в период подготовительных работ к бурению - $0,09375/171*2 = 0,0010965$ тонн.
- в период бурения - $0,09375/171*124 = 0,067982$ тонн.
- в период испытания - $0,09375/171*45 = 0,024671$ тонн.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры) образуются при замене отработанного моторного масла в дизельных двигателях буровой установки, временно хранятся в металлическом контейнере до передачи их на утилизацию по договору. Данный вид отхода относится к опасным отходам.

Количество отработанных масляных фильтров определяется по формуле:

$$Q_{ф.} = Q_1 * N * n * p,$$

где: Q_1 – вес одного масляного фильтра, 0,004 т;

N – количество фильтров в дизельном двигателе, 1 шт.;

n – количество дизельных двигателей, 5 шт.;

p – количество замен фильтров в 1 раз в период работ.

$$Q_{ф.} = 0,004*1*5*1 = 0,02 \text{ т/период, из них образуются:}$$

- в период подготовительных работ к бурению - $0,02/171*2 = 0,000234$ тонн.
- в период бурения - $0,02/171*124 = 0,014503$ тонн.
- в период испытания - $0,02/171*45 = 0,005263$ тонн.



Отходы производства и потребления будут собираться в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов, и по мере накопления будут вывозиться на договорной основе специализированной организацией в согласованные места хранения и переработки или утилизации. Выбор организации будет определен после получения всех разрешительных документов по данному проекту. Перед реализацией утвержденного проекта будет объявлен тендер, и заключены договора на вывоз и хранение (переработки) или утилизацию отходов производства и потребления.

Согласно статье 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Сроки временного хранения отходов производства и потребления составляют менее 6 месяцев.

Лимиты накопления отходов производства и потребления, образующиеся за период строительства скважины, представлены в таблицах 3.23 – 3.26.

Таблица 3.23 – Лимиты накопления отходов производства и потребления при подготовительных работах к строительству горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) (2027 г.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	0,111848
в том числе отходов производства	0	0,035848
отходов потребления	0	0,076
<i>Опасные отходы</i>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,032
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	0,0025
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры)	0	0,000234
Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы)	0	0,0010965
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные люминесцентные лампы)	0	0,0000172
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	0,076



<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Таблица 3.24 – Лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) при использовании бурового раствора на водной основе (0-200 м) и раствора на углеводородной основе (200-5578 м) – вариант 1 (2027 г.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	3438,719
в том числе отходов производства	0	3433,701
отходов потребления	0	5,018
<i>Опасные отходы</i>		
Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе (БШВО))	0	233,625
Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе (БРВО))	0	237,38
Нефтедержавщие буровые отходы (шлам) (буровой шлам бурового раствора на нефтяной основе (БШНО))	0	1520,575
Нефтедержавщие буровые отходы (буровой раствор) (отработанный буровой раствор на нефтяной основе (БРНО))	0	1330,42
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,032
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	0,1875
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры)	0	0,014503
Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы)	0	0,067982
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержавщие отходы (Отработанные люминесцентные лампы)	0	0,001066
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов)	0	3,1722
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полиэтиленовые мешки из-под химреагентов)	0	3,822
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов)	0	83,3625
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов)	0	0,0406
<i>Неопасные отходы</i>		
Пластмассы (пластмассовые заглушки труб)	0	9,1



Пластмассы (пластмассовые протекторы обсадных труб)	0	7,9
Опилки и стружка черных металлов (Металлическая стружка)	0	4
Отходы сварки (Огарки сварочных электродов)	0	0,0002
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	5,018
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Таблица 3.25 – Лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) при использовании бурового раствора на водной основе (0-5578 м) – вариант 2 (2027 г.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	3296,968
в том числе отходов производства	0	3291,95
отходов потребления	0	5,018
<i>Опасные отходы</i>		
Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе (БШВО))	0	1754,2
Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе (БРВО))	0	1509,3
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,032
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	0,1875
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры)	0	0,014503
Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы)	0	0,067982
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные люминесцентные лампы)	0	0,001066
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов)	0	0,911
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полиэтиленовые мешки из-под химреагентов)	0	4,143
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов)	0	2,052
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов)	0	0,0406



<i>Неопасные отходы</i>		
Пластмассы (пластмассовые заглушки труб)	0	9,1
Пластмассы (пластмассовые протекторы обсадных труб)	0	7,9
Опилки и стружка черных металлов (Металлическая стружка)	0	4
Отходы сварки (Огарки сварочных электродов)	0	0,0002
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	5,018
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Таблица 3.26 – Лимиты накопления отходов производства и потребления при испытании горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) (2027 г.)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	400,2212
в том числе отходов производства	0	398,4032
отходов потребления	0	1,818
<i>Опасные отходы</i>		
Водные жидкие отходы, содержащие опасные вещества (Отработанный рассол)	0	398,3504
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	0,0225
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Отработанные масляные фильтры)	0	0,005263
Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы)	0	0,024671
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные люминесцентные лампы)	0	0,000387
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	1,818
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

3.4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домовых хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Характеристика всех видов отходов, образующихся на объекте и получаемых от третьих лиц, а также накопленных отходов и отходов, подвергшихся захоронению.

Всего в процессе производственной деятельности образуются следующие виды отходов:

Отработанные масла образуются в процессе эксплуатации дизельных двигателей буровых установок и используемой спецтехники в период буровых операций. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на предприятие образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Буровой илам образуется при бурении скважин. По мере накопления передается специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химических реагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлическая стружка образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

3.4.3. Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержден 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.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314), все отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.



❖ V класс опасности – отходы неопасные.

При реализации проектных решений 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.

Все образованные отходы производства и потребления в период строительно-монтажных работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут складироваться в контейнерах при температуре 0 °C и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно 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.



Основными принципами компании КПО б.в. при производстве работ являются охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия и в этой связи при выполнении буровых операций будут проводить комплексную переработку и утилизацию отходов в целях поддержания чистоты на территории участка проведения работ.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- животный мир.

Для предотвращения и снижения воздействия отходов производства и потребления предусматривается и рекомендуется проводить следующие мероприятия:

- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- оборотное водоснабжение (повторное использование буровых сточных вод);
- отведение отходов бурения предприятия в передвижные емкости с последующим вывозом их для хранения, утилизации или переработки;
- обустройство специальных отведенных и оборудованных площадок для складирования отходов;
- своевременная очистка территории промышленной площадки;
- сбор отработанных масел в специальные металлические емкости;
- своевременный вывоз отходов с территории объекта.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов.

Оценивая ущерб окружающей среде, при образовании отходов производства и потребления, можно констатировать, что негативное воздействие от их образования минимальное и кратковременное, так как учтены все негативные моменты и проведение мер по их устранению. Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

В целом же воздействие отходов производства и потребления на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов трех видов – отходы бурения и нефтеочистного материала, производственные отходы иных типов (в том числе металлолома) и бытовые отходы.

В накладных должны фиксироваться все транспортные операции по перемещению отходов с указанием объемов и даты забора в месте образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования. Внедрение подобной системы облегчит обращение с бытовыми и промышленными отходами, а также взаимодействие с контролирующими органами. В связи с этим внутренние формы учета должны быть максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов и облегчать их заполнение.

На контрактной территории нет собственных полигонов для размещения отходов производства и потребления. Все отходы, как твердые промышленные, так и твердо-бытовые отходы временно будут складироваться в специальные емкости, для каждого вида отхода, и по мере накопления вывозится с буровой площадки сторонней организацией на договорной основе на места временного хранения или утилизации.



3.4.4. Виды и количество отходов производства и потребления (образовываемых, накапливаемых и передаваемых), подлежащих включению в декларацию о воздействии на окружающую среду.

Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;
- 4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);
- 5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение



трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений.

За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

3.5 Оценка физических воздействий на окружающую среду

3.5.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. (ГОСТ 12.1.003-83 (СТ. СЭВ1930-79) Шум). Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тысяч Гц. С физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Воздействие шумовых эффектов от деятельности механизмов на людей и животных будет возможно в течение непродолжительного периода строительных работ. Оно будет кратковременным, и иметь место в дневные часы. Особенно сильный шум создается при работе дизельных агрегатов.

При транспортировке строительных материалов и оборудования используется автомобильная дорога с гравийным покрытием. Эквивалентный уровень звука от автодороги с неинтенсивным грузовым движением составляет 79 дБА.

Уровень шума, превышающий нормативный 80 дБА, может отмечаться в основном во время буровых работ, а также непосредственно у дизельных генераторов.

Санитарно – гигиеническую оценку шума на объектах нефтегазовой промышленности принято производить по уровню звукового давления (в дБА), уровня звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (в дБ), эквивалентному уровню звука (в дБА) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %). При непостоянном шуме и непостоянном рабочем месте работают помощники бурильщика, слесари буровых установок, персонал рабочих участков и др. При этом шум нормируется и оценивается по эквивалентному уровню или дозе, исходя из уровней шума в различных точках постоянной рабочей зоны и времени нахождения в этих точках в течение смены.



Допустимые уровни шума на объектах нефтегазовой промышленности в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 приведены в таблице 3.27.

Таблица 3.27 – Допустимые уровни шума

Рабочие места, помещения и территории	Уровни звукового давления в (дБ) при среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								
	Уровни звука (эквивалентные уровни звука), дБА	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места и зоны бурильщиков, дизелистов, слесарей, электромонтеров, лаборантов-коллекторов, машинистов нефтепромысловых агрегатов, насосных и компрессорных станций и др.	80	99	92	86	83	80	78	76	74
Кабины наблюдения и дистанционного управления:									
- без телефонной связи	80								
- с телефонной связью	60								
Лаборатории	80								
Будки мастеров	50								
Территория жилой застройки	45								

Шумовые характеристики нефтегазового оборудования являются техническими показателями, которые обеспечиваются при его изготовлении. Шумовые характеристики передвижных нефтепромысловых агрегатов, является эквивалентный уровень звуковой мощности внешнего шума.

Шум на буровой площадке обусловлен акустической активностью двигателей привода лебедки и ротора, шумом, излучаемым лебедкой при спускоподъемных операциях и ротором при бурении. Существенное влияние на создаваемый шум оказывает работа механизмов пневмосистемы.

При механическом бурении шум на буровой площадке по характеру – широкополосной, постоянный, а при спускоподъемных операциях – широкополосной, непостоянный. Шум на буровой площадке с расположением лебедки и двигателей значительно ниже уровня буровой площадки, в основном определяется шумом, создаваемым при работе пневматических механизмов.

В дизельном отделении уровень и характер шума зависит от технологического процесса, типа и числа работающих силовых агрегатов может меняться в диапазоне 92-106 дБА (один дизель – 103 дБА, два – 105 дБА, три – 106 дБА, при частоте вращения вала 30с^{-1} , при частоте вращения вала $13-16\text{с}^{-1}$ и работе трех агрегатов, уровень звука снижается до 92-95дБА).

При спускоподъемных операциях, непостоянный шум меняется от фонового до максимального в интервале 96-108 дБА на установках с дизельным приводом.



В отделении буровых насосов шум при промывке и бурении постоянный, широкополосной. Шум в помещении буровых насосов находится в прямой зависимости от частоты вращения валов двигателей. На буровой установке высокие уровни шума характерны для помещений дизель-электрических агрегатов.

Необходимо учитывать, что в названных рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА 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 малозумных 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 двигателей и применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

По способу передачи на человека вибрация подразделяется на: общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, локальную, передающуюся через руки человека. По направлению действия вибрация подразделяется на: действующую вдоль осей ортогональной системы координат для общей вибрации и действующую вдоль осей ортогональной системы координат для локальной вибрации. По временной характеристике различается постоянная вибрация и непостоянная.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Наибольшие уровни вибрации обычно наблюдаются в помещениях дизельных электростанций, где уровни виброскорости 103 дБ в октавной полосе со среднегеометрической частотой 16 Гц, уровни вибрации в насосных станциях, оборудование в которых смонтированы на бетонных фундаментах, не превышают допустимые нормы.



Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты.

Комплекс мероприятий по снижению вибрации

Вибрационная безопасность труда на буровой площадке 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 на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и



даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330 кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500 кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается. Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП. Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения. Предельно допустимые уровни излучения электромагнитных волн приведены в таблице 3.28.

Таблица 3.28 – Предельно допустимые уровни излучения электромагнитных волн

Наименование диапазона волн	Частота, Гц	Предельно допустимые уровни облучения
Средние	10^5 - $1,5 \times 10^6$	10
Короткие	6×10^6 - 3×10^7	4
Ультракороткие	3×10^7 – 3×10^8	2

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: строящаяся линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны.

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 $\leq 30 \%$.

При работе персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования. В этом случае можно избежать заболеваний, связанные с



влиянием электромагнитных полей. За пределами СЗЗ воздействие электромагнитных полей от объектов промысла не ожидается.

Применение современного оборудования для всех технологических процессов и применяемые меры по минимизации воздействия шума и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения, позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Тепловое воздействие

Источником теплового воздействия могут быть: факела на промыслах и газоперерабатывающих заводах, технологические печи и др.

На исследуемом участке технологическим регламентом не предусмотрены объекты с выбросами сверх высокотемпературных смесей, поэтому тепловое воздействие на приземный слой атмосферы исключается.

3.5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятностные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать: исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий, не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения, снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, могут быть потенциальными источниками радиационной опасности.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды и его воздействия на здоровье человека. Радиометрические



исследования, проведенные специалистами АО «Волковгеология» на месторождениях Прикаспийского региона, выявили значительные площади радиоактивного загрязнения в зоне влияния разрабатываемых нефтяных месторождений.

Почти на всех месторождениях углеводородного сырья Западного Казахстана исследованиями установлены аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью. В результате осаждение солей радия на поверхности бурового оборудования и полях испарения могут возникать аномалии с гамма-радиоактивностью от 100 до 1000 и более мкР/Час при среднем природном радиационном фоне изученных районов по гамма-излучению 8-12 мкР/Час.

В связи этим у бурового подрядчика должен быть разработан план мероприятий по радиационной безопасности в соответствии с требованиями:

- «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года).

План мероприятий должен предусматривать:

- проведение контроля радиационной обстановки на буровой;
- оповещение об обнаружении радиоактивного заражения при бурении, заканчивании и испытании скважины.

Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

При обнаружении радиоактивного заражения выше установленных норм, контроль осуществляется постоянно. Измерение мощности дозы гамма-излучения и плотности потока бета-частиц проводится в двух точках: на рабочей площадке буровой на расстоянии 0,1 м от ствола ротора и у вибросита на высоте 0,1 м от поверхности.

При разбуривании пород, содержащих радиоактивные элементы, на буровой накапливаются отходы бурения, содержащие отдельные радионуклиды или их смеси.

Твердые и жидкие радиоактивные отходы, содержащие короткоживущие нуклиды с периодом полураспада до 15 суток, выдерживаются в течение времени, обеспечивающего снижение активности до значений меньших:

1) жидкие радиоактивные отходы:

- слабоактивные – 370 кБк/л;
- среднеактивные – от 370 кБк/л до 37 ГБк/л;



- высокоактивные – 37 ГБк/л и выше;
- 2) твердые отходы считаются радиоактивными, если:
- удельная активность больше 74 кБк/кг для бета – активных веществ;
 - больше 200 мкЗв/ч для гамма – активных веществ;
 - больше 7,4 кБк/кг для альфа–активных веществ (для радионуклидов трансурановых элементов больше 0,37 кБк/кг);
 - уровни загрязнения поверхностей превышают 0,04 Бк/см² альфа–частиц или 0,4 Бк/см² бета – частиц.

Система обращения с жидкими и твердыми радиоактивными отходами включает их сбор, сортировку, упаковку, временное хранение, кондиционирование (концентрирование, затвердевание, прессование, сжигание), транспортирование, длительное хранение и (или) захоронение.

Сбор радиоактивных отходов в организациях производится непосредственно в местах их образования отдельно от обычных отходов с учетом:

- 1) категории отходов;
- 2) агрегатного состояния (твердые, жидкие);
- 3) физических и химических характеристик;
- 4) природы (органические и неорганические);
- 5) периода полураспада радионуклидов, находящихся в отходах (менее 15 суток, более 15 суток);
- 6) взрыво- и огнеопасности;
- 7) принятых методов переработки отходов.

Для сбора радиоактивных отходов в организации должны быть специальные сборники. Для первичного сбора твердых радиоактивных отходов могут быть использованы пластиковые или бумажные мешки, которые затем загружаются в сборники–контейнеры. Места расположения сборников при необходимости обеспечиваются защитными приспособлениями для снижения излучения за их пределами до допустимого уровня. Для временного хранения и выдержки сборников с радиоактивными отходами, создающими у поверхности дозу гамма–излучения более 2 мЗв/ч, устраиваются специальные защитные колодцы или ниши. Извлечение сборников отходов из колодцев и ниш производят специальными устройствами, исключаяющими переоблучение обслуживающего персонала.

Жидкие радиоактивные отходы собирают в специальные емкости, концентрируют и переводят в затвердевшее состояние в организации, где они образуются или в

специализированной организации по обращению с радиоактивными отходами, после чего направляют на захоронение. Жидкие радиоактивные отходы собирают в специальные емкости, концентрируют и переводят в затвердевшее состояние в организации, где они образуются или в специализированной организации по обращению с радиоактивными отходами, после чего направляют на захоронение.

Самовоспламеняющиеся и взрывоопасные радиоактивные отходы до отправки на захоронение должны быть переведены в неопасное состояние, с соблюдением радиационной и пожарной безопасности.

В случае установления факта радиационного заражения, буровой мастер немедленно оповещает об этом свое непосредственное руководство и сообщает в соответствующую службу для информирования Госсаннадзора.

О факте радиационного загрязнения на буровой оповещаются:

- Местные органы власти (Областной Акимат);
- Департамент Государственного Эпидемиологического Надзора;
- Территориальный штаб ЧС.

Ликвидация последствий радиоактивного заражения, сбор, временное размещение и захоронение твердых и жидких радиоактивных отходов осуществляются в соответствии с инструкциями, разработанными на основании нормативных документов.

При обнаружении радиоактивного загрязнения выше установленных гигиенических норм, буровая бригада переходит на режим работы в соответствии с «Планом мероприятий по радиационной безопасности»:

- вокруг буровой обозначается СЗЗ и зона наблюдения;
- дальнейшие работы на скважине возможны лишь после официального разрешения СЭС.

Предельная доза облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не контактирующих с источниками ионизирующего излучения, но по размещению рабочих мест подвергающихся такой возможности) составляет 0,5 Бэр (5 мЗв) за календарный год. Допустимая мощность внешнего излучения 0,24 мБЭР/час за 2000 час в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б).

Предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения – 0,0001 мкКи/год.

Допустимый уровень загрязнения составляет:

- кожный покров -1 альфа-частица/см²*мин, 100 бета-частиц/см²*мин;



- спецодежда – 5 альфа-частица/см²*мин, 800 бета-частиц/см²*мин;
- оборудование – 5 альфа-частица/см²*мин, 2000 бета-частиц/см²*мин.

Дезактивация оборудования буровой может проводиться раствором соды в воде 10 г на 1 литр, разбавление перед сбросом в 10 раз.

Рекомендуемые приборы контроля:

- «РАМОН-01» - для измерения активности родона и торона в воздухе (чувствительность 4 Вк/м³);
- Бетагаммаспектрометр сцинтилляционный – для комплексного определения радионуклидов (стронция – 90, йод – 90, калий – 40 и для измерения удельной активности цезия, калия, радия, тория).

Независимо от уровня радиоактивности вскрываемых пород и пластов, в целях профилактики, при демонтаже перед перетаскиванием его со скважины на скважину, необходимо проводить дозиметрию бурового оборудования:

- ❖ вышечно - лебедочный блок;
- ❖ силовой и насосный блок;
- ❖ циркуляционная система;
- ❖ противовыбросовое оборудование;
- ❖ приемные мостки.

Характеристика радиационной обстановки

Радиационное загрязнение – поступление радионуклидов в окружающую среду от источников радиоактивного излучения.

Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» регулирует общественные отношения в области обеспечения радиационной безопасности населения, в целях охраны его здоровья от вредного воздействия, ионизирующего излучения.

Согласно СП «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г. основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;



- отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

Под производственными отходами объектов нефтегазового комплекса с точки зрения радиационной безопасности понимаются солевые отложения и шлам, извлеченные из технологического оборудования при его ремонте и очистке, элементы технологического оборудования и конструкций, не предназначенные для дальнейшего использования по их назначению, почва и грунты на территории предприятий, в которых могут накапливаться природные радионуклиды в процессе производственной деятельности предприятий нефтегазового комплекса (СП «Санитарно-эпидемиологических требований по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.).

По агрегатному состоянию радиоактивные отходы разделяются на жидкие, твердые и газообразные (СП «Санитарно-эпидемиологических требований по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.).

В зависимости от величины удельной активности, твердые и жидкие радиоактивные отходы подразделяются на три категории (СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.).

- низкоактивные - при значениях удельной активности:



- менее 10^3 - бета-излучающих радионуклидов,
- менее 10^2 - альфа-излучающих радионуклидов,
- менее 10^1 - трансурановых радионуклидов;
- среднеактивные - при значениях удельной активности:
 - от 103 до 107 - бета-излучающих радионуклидов,
 - от 102 до 106 - альфа-излучающих радионуклидов,
 - от 101 до 105 - трансурановых радионуклидов;
- высокоактивные - при значениях удельной активности:
 - более 107 - бета-излучающих радионуклидов,
 - более 106 - альфа-излучающих радионуклидов,
 - более 105 - трансурановых радионуклидов.

Результатами радиационного контроля радиоактивные отходы на территории месторождения не выявлены. Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, не должна превышать 5 мЗв в год в производственных условиях (любые профессии и производства) (СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.).

Согласно статье 8 п.п. 1,2 Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23.04.1998 г. № 219-І ЗРК, организации, осуществляющие деятельность с использованием источников ионизирующего излучения, проводят производственный контроль за обеспечением качества радиационной защиты. Порядок его выполнения определяется с учетом особенностей и условий, выполняемых работ, и согласовывается с уполномоченным государственным органом в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения и утверждается уполномоченным государственным органом в области использования атомной энергии.

Объем и периодичность радиационного контроля устанавливается в соответствии с действующими нормативными документами, методиками проведения отбора проб и рекомендациями.

ТОО «Научный Центр медицинской радиобиологии» в 2007 г. провел оценку состояния радиационной безопасности на объектах КПО (Санитарно-эпидемиологическое заключение № 2 от 25.02.2009 г.). Согласно СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г., если по результатам первичного обследования не обнаружено повышенное облучение работников, а



эффективная удельная активность природных радионуклидов в производственных отходах не превышает 1,5 кБк/кг, то дальнейший радиационный контроль не обязателен.

Дальнейший радиационный контроль в рамках выполнения Программы радиационного мониторинга по инициативе КПО предусматривает проведение радиационного мониторинга раз в 3 года. Контроль за содержанием радионуклидов на месторождении Карачаганак осуществляется в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №155 от 27.02.2015 г.;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.;
- и других нормативных правовых актов РК в области обеспечения радиационной безопасности.

В 2025 году был проведен радиационный мониторинг на следующих объектах КПО расположенных на территории Карачаганакского месторождения:

- КПК (Трубопроводы, сосуды и аппараты по ходу технологического процесса, Площадка временного хранения производственных отходов, Факельная установка, Территория КПК, Технологическая нитка Д);
- УКПГ – 2 (Трубопроводы, сосуды и аппараты по ходу технологического процесса, Площадка временного хранения производственных отходов, Территория УКПГ – 2);
- УКПГ – 3 (Трубопроводы, сосуды и аппараты по ходу технологического процесса, Площадка временного хранения производственных отходов, Территория УКПГ – 3);
- НПС Большой Чаган;
- Терминал Атырау.

Радиационный контроль на КНГКМ предусматривает определение следующих индикаторов:

- удельная и удельная эффективная активность природных радионуклидов (ПРН) в жидких и твердых отходах, почв;
- мощность эквивалентной дозы (МЭД) гамма-излучения;
- эквивалентная равновесная объемная активность (ЭРОА) концентрации радона и торона в производственных помещениях.



Средства измерений:

- Радиометр аэрозолей РАА – 10.
- Дозиметр ДКГ – 02У «Арбитр».
- Спектрометрический комплекс Прогресс Ар-Б-Г.

На основании проведенных радиометрических измерений можно сделать следующие выводы:

- Фактические значения мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на территории объектов месторождения Карачаганак не превышают значений, регламентированные «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №155 от 27.02.2015 г. и СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.
- Фактические значения эквивалентной равновесной объемной активности радона и торона в производственных помещениях не превышают значений, регламентированные «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №155 от 27.02.2015 г. и СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.
- Фактические значения удельной и удельной эффективной активности природных радионуклидов в промышленных отходах не превышают значений, регламентированные «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №155 от 27.02.2015 г. и СП «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» №КР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.

В целом, можно отметить, что радиационная обстановка на объектах КНГКМ характеризуется как стабильная и безопасная.

Предложения по организации радиационного мониторинга

Радиационный мониторинг - система наблюдений за техногенным и природным радиоактивным загрязнением объектов окружающей среды и территорий.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности должен проводиться радиационно-дозиметрическое обследование на месторождении. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории. Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок



регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

Радиационный контроль должен проводиться специальными организациями Республики Казахстан имеющие лицензию на выполнение этих работ. Работы должны выполняться с помощью стационарных приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами.

В рамках проведения радиационного мониторинга на территории месторождения рекомендуется определение уровня радиоактивного загрязнения путем замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения.

Оценка воздействия физических факторов на окружающую среду

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 6 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.



3.6 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

3.6.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, предлагаемые изменения в землеустройстве, расчет потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей

Район проектируемых работ расположен на контрактной территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.

Согласно почвенно-географическому районированию месторождение Карачаганак расположено в умеренно сухостепном районе степной зоны. Отличительной особенностью степной и сухостепной зон является недостаточная увлажненность территории.

Качественный состав почв, в большинстве случаев, благоприятен для ведения товарного земледелия и животноводства.

Поверхность проектируемого участка покрыта степной травянистой растительностью.

В системе почвенно-географической зональности сухостепной тип является областью распространения темно-каштановых карбонатных почв, которые в пределах изученной территории занимают наибольшую территорию.

В ходе проведения инженерно-геологических работ пробуренными скважинами почвенно-растительный слой вскрыт повсеместно мощностью до 30 см.

Рассматриваемая территория находится в сыртовой части области, где преимущественно распространены темно-каштановые почвы под ковыльными и типчаковыми степями с обилием разнотравья. Нередко в них вклиниваются массивы средне-каштановых суглинистого и супесчаного механического состава разной степени засоленности. По склонам речных долин имеются небольшие площади солонцов темно-каштановых (сухо-степных).

Темно-каштановые почвы. Почвообразующими породами темно-каштановых почв на Общем Сырте обычно служат так называемые сыртовые глины. Здесь встречаются отложения верхнемелового и палеогенового возраста или их элювий. Гораздо чаще почвообразующими породами служат более молодые, но обычно также содержащие, то или иное количество карбонатов отложения. Все эти породы, включая и меловые, как правило, в той или иной степени засолены. Одной из основных причин засоленности почвообразующих пород является широкое распространение соляных куполов, оказывающих, по-видимому, свое засоляющее воздействие и в период формирования этих пород.

Грунтовые воды, залегающие в пределах верхнемелового горизонта, имеющего широкое распространение, обычно солоноваты. Водовмещающими породами являются писчий мел, мелоподобные мергели и известняки.



Среди темно-каштановых почв на данной площади встречаются темно-каштановые нормальные, карбонатные и солонцеватые.

Темно-каштановые нормальные почвы распространены в западной части. Они формируются на плоских повышенных водораздельных участках и в верхних частях пологих склонов. Растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными ассоциациями с примесью разнотравья и кустарников. Вследствие почти сплошной распаханности территории он сохранился лишь на очень небольших площадях. Почвообразующими породами для темно-каштановых нормальных почв чаще всего служат элювиальные отложения палеогенового и верхнемелового возраста, а также неогеновые и четвертичные отложения.

В целинном состоянии эти почвы имеют следующее строение: сверху залегает гумусовый аккумулятивный горизонт (А) мощностью 14-18 см комковатой или мелко зернисто-комковатой структуры. Ниже залегает переходный гумусовый горизонт (В), верхняя часть которого уплотнена несколько сильнее, чем горизонт А, и имеет буровато-каштановую окраску, а нижняя часть неоднородна и состоит из чередующихся гумусовых затеков и заклинков породы. Структура этого горизонта обычно комковато-ореховатая.

Мощность всего гумусового горизонта (А+В) составляет 45-60 см. Ниже залегает карбонатный горизонт с глазковыми выделениями карбонатов.

Рассматриваемые почвы по механическому составу относятся к легкосуглинистым и тяжелосуглинистым разновидностям.

Темно-каштановые нормальные почвы представляют собой земли, используемые в земледелии без коренных улучшений и орошения.

Темно-каштановые карбонатные почвы (Кзк) расположены очагами в центральной части площади сейсморазведки. В отличие от темно-каштановых нормальных почв они вскипают от соляной кислоты с поверхности и имеют более мощный гумусовый горизонт. В целинном состоянии они трещиноваты с поверхности, а при обработке в подпахотном слое сохраняют языковатость и значительное уплотнение.

Темно-каштановые карбонатные почвы формируются на возвышенных равнинных водораздельных участках, преимущественно на породах мелового возраста, их элювии и реже на более молодых карбонатных породах.

Морфологическое строение профиля этих почв сходно со строением выше описанных темно-каштановых нормальных почв, отличается повышенным вскипанием от соляной кислоты и несколько большим уплотнением профиля почвы. Мощность гумусового горизонта равна в среднем 50-60 см.



Темно-каштановые солонцеватые почвы также встречаются на данной площади. Главным образом они распространены в нижних частях склонов возвышенностей Общего Сырта. Почвообразующими породами служат глинистые и тяжелосуглинистые отложения. Растительный покров их в естественном состоянии несколько изрежен по сравнению с темно-каштановым нормальными почвами.

Для морфологического строения характерно наличие на глубине 15-20 см от поверхности уплотненного слабо-ореховатого солонцеватого горизонта, содержащего обычно 5-10 % поглощенного натрия от суммы обменных оснований.

Темно-каштановые солонцеватые почвы, залегающие однородными массивами и с солонцами до 10 %, оцениваются как пахотно-пригодные земли среднего качества, требующие местами мероприятий по борьбе с солонцеватостью.

Средне-каштановые почвы также получили распространение на данной территории. Почвообразующими породами служат элювиальные отложения различного механического состава.

В целинном состоянии эти почвы имеют следующее строение: сверху залегает гумусовый аккумулятивный горизонт (А), мощностью 10-12 см комковой или мелко-комковатой структуры. Ниже залегает переходный горизонт (В), верхняя часть которого (В₁) уплотнена сильнее чем горизонт А₁ и имеет буровато-каштановую окраску, а нижняя часть (В₂) неоднородна и состоит из чередующихся гумусовых затеков и заклинков породы. Структура этого горизонта обычно комковато-ореховатая. Мощность всего гумусового горизонта (А+В) равна 38-40 см, содержание гумуса 2,2 %. Почва вскипает от HCL с 26 см. Карбонаты выделяются с 38 до 83 см виде белесых пятен, где содержание CO₂ карбонатов составляет 5,6-7,7 %. Профиль до 90-110 см незасолен, соли обнаруживаются со 110 см в форме пятнистых мелкокристаллических скоплений, тип засоления хлоридно-сульфатный. По гранулометрическому составу встречаются глинистые и тяжелосуглинистые. Почвообразующими породами служат элювиальные отложения. В годы с достаточным увлажнением эти почвы можно использовать под пашню.

В исследуемом районе главным образом отмечается преобладание средне-каштановых солонцеватых почв однородно или в комплексе с солонцами темно-каштановыми. Солонцеватость средне-каштановых солонцеватых почв выражается уменьшением емкости поглощения в самом верхнем горизонте почвы.

Средне-каштановые солонцеватые почвы встречаются небольшими массивами среди средне-каштановых нормальных на нижних частях склонов пологих равнин, а также в комплексе с солонцами.



Профиль средне-каштановой солонцеватой почвы отличается от нормальных тем, что имеет уплотненный, комковато-ореховатой структуры, трещиноватый горизонт В, в котором содержание поглощенного натрия в пределах 10-15 % от суммы поглощенных оснований. Верхний горизонт А менее гумусирован. Данные гранулометрического состава показывают обогащенность горизонта В частицами «физической глины». По другим показателям он схож с профилем средне-каштановых нормальных почв. Средне-каштановые солонцеватые почвы являются хорошими пастбищными угодьями.

Лугово-каштановые почвы образуются в местах, где в почвообразовании наряду с осадками, непосредственно выпадающими на территорию, большую роль играют поверхностные и грунтовые воды, поступающие с повышений Общего Сырта. Лугово-каштановые почвы формируются среди темно-каштановых, средне-каштановых почв в понижениях рельефа.

На данной территории распространены небольшими массивами лугово-каштановые темные обыкновенные почвы. Строение профиля лугово-каштановых темных обыкновенных почв сходно с темно-каштановыми и средне-каштановыми почвами, но отличается от них увеличенной мощностью гумусового горизонта (А+В) и большим содержанием гумуса в нем.

По плодородию лугово-каштановые темные обыкновенные почвы вполне пригодны для возделывания на них культурных растений.

Солонцы темно-каштановые (сухостепные) солончаковатые формируются на рассматриваемой территории в комплексе со средне - каштановыми и лугово-каштановыми почвами. В данном регионе, несмотря на сравнительно хорошую естественную дренированность местности, солонцы темно-каштановые (сухостепные) солончаковатые получили довольно широкое распространение, чему способствовали преобладание среди почвообразующих пород тяжелосуглинистых отложений, почти повсеместная засоленность пород и значительная сухость климата.

По сравнению с зональными почвами они содержат небольшое количество гумуса и азота. Солевые горизонты расположены на глубине 45-65 см. Мощность гумусового горизонта (А+В) равна 30-40 см. Вскипание от соляной кислоты с 20 - 25 см. Гумусовый горизонт солонцов ясно разделен на две части: верхний - сравнительно рыхлого сложения слоевато-комковатой структуры и нижний - плотный столбчатой или призмовидно-ореховатой структуры, содержащий 20-30 % поглощенного натрия от суммы обменных оснований.



Эти солонцы обычно залегают пятнами среди темно-каштановых и средне-каштановых почв, снижая производительность массивов. Участки с большим количеством солонцовых пятен используются под сенокосы и пастбища.

Размер участка, временно необходимого для проведения буровых работ, определён равным 3,5 га. На период эксплуатации скважины размер отводимого участка составляет 0,36 га. Работы по подготовке земельного участка под площадку скважины предусматриваются отдельным Проектом рекультивации нарушенных земель, согласно которому предусмотрено проведение технического и биологического этапов рекультивации нарушаемых при строительстве земель с целью восстановления их первоначального качества и возврата для дальнейшего использования в сельском хозяйстве.

Характеристика воздействия строительства скважины на почвенный покров

Основными загрязнителями почвенного покрова являются нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Нефть и нефтепродукты загрязняют поверхностный слой почв при проведении операций по вызову притока жидкости, при возможных аварийных ситуациях, в качестве составляющих компонентов бурового раствора, в результате возможных проливов ГСМ (при заправке агрегатов, наливах в емкости).

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважин. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважин.

При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема бурильных труб, промывки скважины после спуска бурильных колонн. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается безамбарная технология бурения. Вывоз отходов бурения будет осуществляться специализированной организацией согласно договору на утилизацию или



переработку.

Кроме того, эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после соответствующей очистки.

Отработанный буровой раствор очищается в блоке приготовления и очистке бурового раствора. Очистка бурового раствора производится по трехступенчатой системе очистки, состоящей из последовательно идущих операций:

- грубая очистка на вибросите;
- пескоотделение;
- илоотделение.

Приготовление бурового раствора производится в глиномешалке, путем непрерывного поступления и перемешивания химических реагентов, водой и утяжелителями. Используемые в процессе приготовления бурового раствора реагенты имеют 3 и 4 класса токсичности.

Схема оборотного использования бурового раствора такова: скважина - вибросито - дегазатор - гидроциклонный пескоотделитель - илоотделитель - буровые насосы - скважина.

Буровой раствор, выходящий из скважины, попадает на вибросито, где подвергается очистке механическим способом от выбуренной породы (бурового шлама). Вибросито способно пропустить до 10 л/с бурового раствора. После вибросита частично очищенный раствор попадает в дегазатор для удаления из него газа. Затем посредством насоса раствор попадает в батарею гидроциклонов пескоотделителя, удаляющего частицы песка из очищаемой смеси. Далее насосом раствор подается для окончательной очистки в илоотделитель. После отделения частиц очищенный буровой раствор направляется в приемную емкость.

Рассматриваемый технический проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при строительстве скважин, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Проектными решениями предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Подъездные дороги опережающего начала работ до буровых площадок предусматриваются отдельным проектом обустройства.



Буровые сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию на договорной основе.

Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Химические реагенты будут хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок при монтаже и демонтаже;
- гидроизоляция синтетической пленкой, укладка железобетонных плит под буровое оборудование и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка железобетонных лотков по контуру площадки для сбора и транспортировки буровых стоков;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- буровой раствор готовится в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему;
- хранение бурового раствора в металлических закрытых емкостях;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина – блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – скважина (насосами);
- очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом;
- выбуренная порода на блоке очистки отделяется от бурового раствора и сбрасывается в емкости для отходов бурения, по мере наполнения емкостей будут вывозиться с буровой площадки;
- реализация безамбарного бурения (твердые и жидкие отходы бурения будут собираться в металлические емкости с последующим вывозом в места временного размещения по мере накопления на договорной основе);

До начала строительства скважины будут проведены планировочные работы.



Рекультивация буровой площадки: после окончания строительства скважины: техническая (сбор металлолома, остатков материалов, с вывозом на площадку подрядчика), биологическая (нет необходимости).

Для дальнейшего прекращения уничтожения почвенного покрова и деградации ландшафтов необходимо:

- упорядочить использование только необходимых автодорог;
- запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- 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;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова на контрактной территории.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

3.6.2 Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения почвогрунтов, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации. Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

Для оценки современного состояния почвенного покрова на территории месторождения Карачаганак использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в соответствии с Программой ПЭК. На границе СЗЗ в почве проводятся наблюдения за содержанием водорастворимых солей (Cl, SO₄), подвижной формы тяжелых металлов Al, Cr, Ni, Cd, Cu, Pb и Zn, сероводорода, нефтепродуктов и pH.

Пробы почвы отбираются в 8 точках по 8 румбам (С, Ю, З, В, СВ, СЗ, ЮВ, ЮЗ). Отбор проб почвы производится методом «конверта» (объединенная проба) с двух глубин в

каждой точке отбора (0-5 см и 5-20 см). Периодичность отбора проб почвы – 1 раз в год, пробы отбираются в летний период.

Организация контроля почвы, отбор проб и сроки наблюдения установлены согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Согласно результатам мониторинговых наблюдений, проведенных в 3 квартале 2025 года, содержание наблюдаемых загрязняющих веществ не превышает нормативный показатель ПДК. В последующие периоды мониторинговых наблюдений будет произведен анализ с целью установления динамики содержания загрязняющих веществ в почвах и связью ее с техногенным влиянием, вследствие производственной деятельности предприятия.

Таблица 3.29 – Мониторинговые данные отбора проб почвы на границах СЗЗ (0-5 см)

Наименование ЗВ	Норма ПДК (мг/кг)	Точки отбора проб							
		Север	Восток	Юг	Запад	СЗ	СВ	ЮЗ	ЮВ
Нефтепродукты	0*	10,5	5,33	9,68	6,75	21	23,8	7	9,3
Никель	4	3,91	3,95	0	3,81	3,36	3,25	0	3,89
Хром	6	5,56	5,74	0	5,76	4,9	5,13	0	5,08
Алюминий	0*	1634	1844	25,2	1095	1207	1726	51,5	1399
Свинец	0*	5,06	13,6	0	4,69	3,46	4,88	0	4,7
Кадмий	0*	0,21	0,15	0	0,19	0,06	0,16	0	0,15
Медь	3	2,62	2,96	0	2,46	2,72	2,05	0	2,03
Цинк	23	16	13,6	0	13,5	11,8	11,4	0,58	10,1
Сероводород	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Сульфаты	0*	0	0	0	0	0	0	0	0
Хлориды	0*	70,9	106	160	88,6	70,9	106	213	106
pH	0*	7,7	8,2	7,9	8,1	8,2	8,3	8	8,4

Примечание: 0*(норма ПДК, мг/кг) - ПДК не установлено

Таблица 3.30 – Мониторинговые данные отбора проб почвы на границах СЗЗ (5-20 см)

Наименование ЗВ	Норма ПДК (мг/кг)	Точки отбора проб							
		Север	Восток	Юг	Запад	СЗ	СВ	ЮЗ	ЮВ
Нефтепродукты	0*	7,48	7,85	7,15	5,68	34,3	6,58	6,8	4,75
Никель	4	3,96	3,87	0	3,83	3,13	3,56	0	3,8
Хром	6	5,85	5,89	0	5,83	4,69	5,52	0	5,01
Алюминий	0*	1705	1913	17,3	913	1132	1958	51,5	1389
Свинец	0*	5,11	5,6	0	4,59	3,15	5	0	4,45
Кадмий	0*	0,16	0,13	0,05	0,21	0,1	0,18	0	0,18
Медь	3	2,75	2,99	0	2,63	2,47	2,61	0	2,07
Цинк	23	15,8	13,9	0	13,6	10,7	14,3	0,59	9,85
Сероводород	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0
Сульфаты	0*	0	0	0	0	0	0	0	0
Хлориды	0*	70,9	88,6	160	70,9	70,9	88,6	177	88,6
pH	0*	7,9	8,1	8	8,1	8,1	8,2	7,9	8,4

Примечание: 0*(норма ПДК, мг/кг) - ПДК не установлено



3.6.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;
- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты

связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

С учетом запланированных мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований, строительство скважины не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

Влияние на почвенные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.



3.6.4 Планируемые мероприятия и проектные решения (техническая и биологическая рекультивация)

Согласно Земельному Кодексу РК, рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий и прилегающие земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия. В соответствии с Земельным Кодексом РК рекультивация земель, восстановление плодородия, сохранения и использования плодородного слоя почвы при проведении работ является одним из наиболее важных природоохранных мероприятий.

Восстановление нарушенных земель и их освоение должны быть направлены на устранение очагов неблагоприятного влияния на окружающую среду, улучшение санитарно-гигиенических условий жизни населения, повышение эстетической ценности ландшафтов.

Рекультивация земель обеспечивает снижение воздействия нарушенных земель на компоненты окружающей среды: атмосферу, поверхностные и грунтовые воды, грунты и почвы, растительный и животный мир, оказывает благотворное влияние на здоровье человека и направлена на устранение экологического ущерба.

После завершения работ по строительству скважины будет выполнен технический этап рекультивации.

При проведении рекультивационных работ после строительства скважины на нарушенных участках будут выполнены следующие работы, такие как: снятие загрязненного грунта (в случае образования) и вывоз в согласованные места утилизации или организованного хранения, очистка территории от крупногабаритных обломков, металлолома, остатков материалов, демонтаж оборудования, фундаментов и бетонных плит, и вывоз с буровой площадки для последующего использования, и планировка площадки скважины.

Биологическая рекультивация территорий не предусматривается из-за расположения площадок строительства скважин в пустынной ландшафтной зоне.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

3.6.5 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Мониторинг заключается в контроле показателей состояния



грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Стационарная экологическая площадка – первичная организационная и функциональная единица мониторинга почв, на которой ведутся многолетние периодические наблюдения за динамикой контролируемых параметров почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв, выявление тенденций динамики, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов. Данные площадки должны располагаться в непосредственной близости от потенциальных источников загрязнения, а также по направлению преобладающих ветров, чтобы определить возможное осаждение загрязняющих веществ, образующихся в результате производственной деятельности.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

При проведении мониторинга почв на территории месторождения необходимо учитывать специфические особенности почв как объекта мониторинга:

- во-первых, почва – малоподвижная природная среда, миграция загрязняющих веществ в ней происходит относительно медленно и для выявления тенденции изменения характера и уровня загрязнения требуется длительный период наблюдений;
- во-вторых, являясь основным накопителем техногенных токсичных ингредиентов, почва одновременно служит стартовым звеном в их перемещении в сопредельные среды - воздух и воду, а также по пищевым цепочкам;
- в-третьих, попадающие в почвенную среду техногенные химические вещества взаимодействуют с ней, вызывая глубокую трансформацию как морфологических, так и химических свойств исходных почв.

Для характеристики возможного химического загрязнения почв осуществляется контроль следующих ингредиентов:

- ❖ нефтепродукты;



❖ тяжелые металлы (Zn, Cd, Pb, Cu).

В дальнейшем, при вводе новых производственных объектов, для изучения их влияния на состояние почвенного покрова рекомендуется ввести пункты мониторинга, в рамках проведения мониторинга почв на месторождении.



3.7 Оценка воздействия на растительность

3.7.1 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны.

Преобладающими типами растительности в рассматриваемом регионе являются типчаково-ковылковый и ковылково-типчаковый (с доминированием ковыля Лессинга и типчака) разнотравно-ковылковый с довольно большим количеством разнотравья. Наиболее часто встречаются следующие растительные ассоциации: типчаково-ковыльные (*Stipa Joannis*+*Festuca sulcata*), типчаково-тырсовые (*Stipa capillata*+*Festuca sulcata*), ковылково-тырсовые (*Stipa capillata*+ *Stipa Lessingiana*), тырсово-ковылковые (*Stipa Lessingiana*+*Festuca sulcata*). Также распространены ковылково-типчаковые (*Festuca sulcata*+ *Stipa Lessingiana*) и тырсово-типчаковые (*Festuca sulcata* + *Stipa capillata*) ассоциации.

В состав эдификаторов входят такие виды, как ковылок (*Stipa Lessingiana*), тырса (*Stipa capillata*), типчак (*Festuca sulcata*). Тырса часто безраздельно господствует на сильно выпасаемых участках или на легких почвах. В менее ксерофитных ассоциациях значительную роль играет ковыль (*Stipa rubens*), а в более ксерофитных ассоциациях, особенно на юге полосы типчаково-ковыльных степей, в число эдификаторов входит иногда казахстанский вид - тырсик (*Stipa sareptana*). На темно-каштановых почвах, вскипающих с поверхности, в состав эдификаторов соответствующих бедноразнотравных степных ассоциаций входит также казахстанский вид – *Stipa Korshinskyi*, сочетающиеся обычно со *Stipa Lessingiana*. Основным «зональным» видом ковыля является *Stipa Lessingiana*. Кроме того, большую или меньшую в этих степях играют следующие дерновинные злаки: *Koeleria gracilis*, *Agropyrum desertorum*. В составе корневищных злаков и осок в небольшом количестве представлены *Aneurolepidium ramosum*, *Carex supina*.

В состав эдификаторов входят такие виды, как ковылок (*Stipa Lessingiana*), тырса (*Stipa capillata*), типчак (*Festuca sulcata*). Тырса часто безраздельно господствует на сильно выпасаемых участках или на легких почвах. В менее ксерофитных ассоциациях значительную роль играет ковыль (*Stipa rubens*), а в более ксерофитных ассоциациях, особенно на юге полосы типчаково-ковыльных степей, в число эдификаторов входит иногда казахстанский вид - тырсик (*Stipa sareptana*). На темно-каштановых почвах, вскипающих с поверхности, в состав эдификаторов соответствующих бедноразнотравных степных ассоциаций входит также казахстанский вид – *Stipa Korshinskyi*, сочетающиеся обычно со *Stipa Lessingiana*. Основным «зональным» видом ковыля является *Stipa Lessingiana*. Кроме

того, большую или меньшую в этих степях играют следующие дерновинные злаки: *Koeleria gracilis*, *Agropyrum desertorum*. В составе корневищных злаков и осок в небольшом количестве представлены *Aneurolepidium ramosum*, *Carex supina*.

Продуктивность бедноразнотравных степей с тырсой и ковылком - (3-) 4 (-6) ц/га; менее ксерофитных степей со *Stipa rubens*, *Stipa capillata* и *Stipa Lessingiana* и бедным разнотравьем - (4,5-) 5-5,5 (-8) ц/га, а типчаково-ковыльных степей на солонцеватых почвах - 2-4 ц/га.

По пониженным степным равнинам, в условиях слабого дренажа, а также на надлуговых террасах рек, особенно на тяжелых почвах, развиваются солонцовые комплексы с большим участием солонцов. На последних, наблюдаются ассоциации пустынных степей или даже пустынные ассоциации с господством полукустарничков. В пустынно-степных ассоциациях на солонцах из дерновинных злаков господствуют типчак (*Festuca sulcata*) или в некоторых случаях ломкоколосник (*Psathyrostachys juncea*), из полукустарников – *Kochia prostrate*, белая полынь (*Artemisia Lercheana*) и ромашник (*Pyrethrum achilleifolium*).

В более освоенных районах полосы типчаково-ковыльных степей, с большим процентом распашки целины, чаще встречаются сильно сбитые в результате усиленного выпаса целинные степные участки или залежи. По пониженным межсыртовым равнинам на каштановых почвах развиты преимущественно белополынно-острецовые и белополынные, а на солонцах - чернополынные ассоциации.

В пределах распространения типчаково-ковыльных степей часто встречаются заросли степных кустарников, главным образом *Spiraea hypericifolia* (вид с очень обширным ареалом в степной области), *Saragana frutex* и другие виды. Эти виды образуют компактные заросли по западинам и балкам, а также нередко произрастают в виде более или менее равномерно разбросанных экземпляров на фоне типчаково-ковыльной степи (кустарниковые типчаково-ковыльные степи); последнее наблюдается преимущественно на более легких (легкосуглинистых, супесчаных, щебнистых) почвах. Среди преобладающих дерновинных злаков господствуют преимущественно такие виды, как *Stipa borysthenica*, *Stipa capillata*, *Festuca Beckeri*, *Koeleria sabuletorum*, *Stipa sareptana*, *Agropyrum sibiricum*. Характерно отсутствие, помимо *Stipa borysthenica*, других перистых ковылей.

Встречаются ассоциации, в которых указанные выше эдификаторы сочетаются в различных комбинациях. На супесях, особенно тяжелых, в большом количестве представлены также злаки, характерные для тяжелых почв - *Koeleria gracilis*, *Festuca sulcata*. Из корневищных осок часто в заметном количестве встречается *Carex supina*.

В долинах рек, по окраинам пойм и на нижних надлуговых террасах могут быть встречены группировки с преобладанием чия (*Lasiagrostis splendens*), с большей или меньшей примесью волоснецов (*Aneurolepidium angustum*, *A. Paboanum*), острца (*Aneurolepidium ramosum*), а часто однолетних и полукустарниковых солянок.

Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение, возможно присутствие таких растений как, гвоздика андржевского, спаржа, тюльпан биберштейна, прострел, рябчик русский, тюльпан шренка и адонис весенний.

3.7.2 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно - природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В

связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Участок месторождения находится в умеренно сухостепном районе степной зоны, где преобладает степная травянистая растительность. Основная часть территории и используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно виды полыней. Полынные пастбища используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у полыней активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

3.7.3 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Виды возможного воздействия на растительный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- химическое загрязнение.

Механическое воздействие на флору будет происходить в период проведения строительных работ (транспортировка, расстановка и монтаж бурового оборудования). При

прекращении непосредственного проведения работ степень механического воздействия существенно уменьшится. В режиме нормальной работы по строительству скважин растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Влияние вредных выбросов на флору происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия (выпадение из атмосферы и миграция загрязнителей в почву). Причинами механического воздействия может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

3.7.4 Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Обоснование объемов использования растительных ресурсов в настоящем разделе «Охрана окружающей среды» к техническому проекту не представлено. Ввиду того что реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

3.7.5 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

Средней степени трансформации подвержены растительные сообщества в восточной части месторождения, причиной чему является выпас скота, а также растительность вдоль дорог (дорожная дигрессия).

В целом влияние на растительность можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а

также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

3.7.6 Ожидаемые изменения в растительном покрове

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов. Однако, учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива.

Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

3.7.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана почв при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия. Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к

минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности от деградации и необоснованного разрушения. Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должны быть проведены техническая и биологическая рекультивация отведенных земель.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года. Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечают:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

3.7.8. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие. Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и

восстановления биоразнообразия. К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир следует отнести:

- Сохранение биологического и ландшафтного разнообразия на участке работ;
- Мероприятия по предупреждению пожаров, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- Мероприятия по предупреждению химического загрязнения воздуха, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- Запрещается выжиг степной растительности;
- Запрещение возникновения стихийных (непроектных) мест хранения отходов.
- Упорядочить использование временных дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- Запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- Строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- Очищать территорию промышленной площадки, загрязненной нефтепродуктами;
- Своевременное выявление изменения состояния растительности на территории площади;
- Разработать и внедрить систему экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

3.8 Оценка воздействия на животный мир

3.8.1. Исходное состояние водной и наземной фауны

Фауна на территории КНГКМ включает в себя главным образом виды, обычно связанные с полунатуральными экосистемами района, а также некоторые виды, присущие населенным пунктам и промышленным зонам (синантропные виды).

Согласно Отчету по проекту: «Предоставление услуг по выполнению плана мероприятий по сохранению биологического разнообразия» предполагаемое разнообразие фауны составляет 7 видов рыб (щука, плотва, язь, красноперка, линь, карась, обыкновенный окунь), 5 видов земноводных, 4 вида пресмыкающихся, 148 видов птиц и 25 видов млекопитающих.

Разнообразие земноводных на территории месторождения невелико, повсеместно на водоемах встречается озерная лягушка, так же отмечается остромордая лягушка.

Среди пресмыкающихся в районе КНГКМ наиболее обычны пряткая ящерица, разноцветная яшурка, степная гадюка и узорчатый полоз. В околородных ценозах чаще встречаются водяной и обыкновенный ужи, болотная черепаха, возможны находки веретеницы.

Огромное количество наблюдений касается небольших млекопитающих, связанных со степной или речной экосистемой. В частности распространенными и характерными для степных экосистем являются обыкновенная полевка (*Microtus arvalis*) и малый суслик (*Spermophilus pygmaeus*). Земляные млекопитающие и грызуны играют важную роль в степной экосистеме, из-за высокой численности они оказывают значительное воздействие на растительность, которой они питаются.

Свидетельства обитания бобров были обнаружены на всех основных водотоках, за исключением Малой Калминовки. Наибольшая плотность признаков обитания выявлена на участке балки Кончубай. Имеются также свидетельства обитания семьи бобров у истока Большой Калминовки. Постоянное наличие признаков присутствия бобров на участках реки Березовки, прилегающих к УКПГ- 2, показывают, что физические помехи от производственной деятельности УКПГ-2 не препятствуют бобрам пользоваться рекой (как местом обитания). Предполагается существование около двадцати отдельных бобров, использующих реки в пределах КНГКМ в качестве среды обитания. Свидетельства обитания бобров были найдены в местах с разнородной средой обитания, включая плотные заросли тростника на реке Березовке и прибрежные леса и кустарники вдоль других мелких рек.

Среди хищников встречается корсак (*Vulpes corsac*) характерный для степных экосистем. Единственно крупное травоядное млекопитающее, которое наблюдали, это сибирская косуля (*Capreolus pygargus*).

Занесенных в Красную Книгу Казахстана за весь период наблюдений за фауной на территории КНГКМ отмечено 7 видов птиц, из них степной орел, орлан-белохвост, орел могильник, скопа, журавль-красавка, стрепет и филин и 4 вида млекопитающих, из них русская выхухоль, лесная куница, европейская норка и перевязка.

3.8.2 Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Занесенных в Красную Книгу Казахстана за весь период наблюдений за фауной на территории КНГКМ отмечено 7 видов птиц, из них степной орел, орлан-белохвост, орел могильник, скопа, журавль-красавка, стрепет и филин и 4 вида млекопитающих, из них русская выхухоль, лесная куница, европейская норка и перевязка.

3.8.3 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Виды возможного воздействия на животный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- временная или постоянная утрата места обитания;
- химическое загрязнение;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности.

Механическое воздействие на фауну выражается во временной потере мест обитания и кормления травоядных животных и охоты хищных животных вследствие шума, искусственного освещения и физической деятельности людей. Причинами механического воздействия или беспокойства может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры и фауны при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

Изменение среды обитания под влиянием хозяйственной деятельности людей не должно исключать возможность нормального существования данного вида хотя бы в

условиях измененного природного комплекса и вновь возникающих биоценотических связей. В случае нарушения уже одного из указанных моментов создаются условия для постепенного или даже сравнительно быстрого исчезновения вида с территории, или для резкого сокращения его ареала.

Широкое использование современной техники, включая мощные и мобильные транспортные средства, сделало бессмысленным понятие «недоступные участки». Появление такого заметного для зоны пустынь, очень сильного фактора воздействия на природу, как временное население, в силу большого проникновения в пустыню поисковых экспедиций и производственных бригад, существенно отражается на состоянии численности и территориальном распределении ряда видов птиц и пресмыкающихся.

Опасность для орнитофауны представляют линии электропередачи высокого напряжения. На животных вредное влияние оказывает электромагнитное излучение. Шумовое воздействие свыше 25 дБа отпугивает животных и отрицательно сказывается на видовом разнообразии экосистем и сохранности генофонда.

Однако, при безаварийной работе оборудования месторождения и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

В целом влияние на животный мир можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

3.8.4 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стадии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

3.8.5 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

Для снижения негативного влияния на животный мир при реализации проектных решений проектом предусмотрены следующие мероприятия при строительстве скважины:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных.
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;

- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива пластового флюида, нефтепродуктов и различных химических веществ.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га. Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений, особое внимание должно уделяться редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

Предлагается периодичность наблюдений - 1 раз в год, в летний период.

3.9 Оценка воздействий на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения

Природными объектами признаются естественные экологические системы и природные ландшафты, а также составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

3.10 Оценка воздействий на социально-экономическую среду

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

Население

Численность населения Западно-Казахстанской области на 1 января 2026г. составила 695,6 тыс. человек, в том числе 401,5 тыс. человек (57,7%) - городских, 294,1 тыс. человек (42,3%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-декабре 2025г. составил 4636 человек (в соответствующем периоде предыдущего года - 5542 человека).

За январь-декабрь 2025г. число родившихся составило 10065 человек (на 9,9 меньше, чем в январе-декабре 2024г.), число умерших составило 5429 человек (на 3,6% меньше, чем в январе-декабре 2024г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило – 5030 человек (в январе-декабре 2024г. – -2746 человек), в том числе во внешней миграции –отрицательное сальдо – -41 человека (+406), во внутренней миграции отрицательное сальдо– - 4989 человек (-3152 человека).

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе 2026г. составил 289095,7 млн. тенге в действующих ценах, что на 24% меньше, чем в январе 2025г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства снизились на 26,6%, в обрабатывающей промышленности - на 4,5%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом снижение объема производства - на 7,7%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - на 32,2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе 2026 года составил 9302,7 млн. тенге, или 115,9% к январю 2025г.

Объем грузооборота в январе 2026г. составил 1129,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 115,2% к январю 2025г.

Объем пассажирооборота составил 385,2 млн. пкм, или 112,4% к январю 2025г.

Объем строительных работ (услуг) составил 6790,4 млн. тенге, или 119,1% к январю 2025 года.

В январе 2026г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 18,3% и составила 30,6 тыс. кв. м, из них увеличение в многоквартирных домах - на 39,1% (12,8 тыс. кв. м), индивидуальных жилых домах - на 6,8% (17,8 тыс. кв. м.).



Объем инвестиций в основной капитал в январе 2026г. составил 33752,7 млн. тенге, или 109,4% к январю 2025г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 февраля 2026г. составило 12559 единиц и по сравнению с соответствующей датой предыдущего года увеличилось на 1,9%, в том числе 12203 единицы с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 10694 единицы, среди которых 10338 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 10017 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 1,8%.

Труд

Численность безработных в IV квартале 2025г. составила 16347 человек.

Уровень безработицы составил 4,6% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 февраля 2026г. составила 15305 человека, или 4,3% к численности рабочей силы.

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2025 года составил в текущих ценах 3505277,1 млн. тенге. По сравнению с январем-сентябрем 2024 года реальный ВРП увеличился на 3,6%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 58,9%, услуг - 38,6%.

Индекс потребительских цен в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. составил 101,4%.

Цены на продовольственные товары выросли на 1,1%, непродовольственные товары - на 0,9%, платные услуги для населения - на 2,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в январе 2026г. по сравнению с декабрем 2025г. снизились на 1,8%.

Объем розничной торговли в январе 2026г. составил 43985,6 млн. тенге, или на 0,6% больше соответствующего периода 2025г.

Объем оптовой торговли в январе 2026г. составил 39652,3 млн. тенге, или 100,3% к соответствующему периоду 2025г.

По предварительным данным в январе-декабре 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 930,9 млн. долларов США и по сравнению с январем-декабрем 2025г. увеличилась на 16,5%, в том числе экспорт -136,5 млн. долларов США (на 12,4% меньше), импорт - 794,5 млн. долларов США (на 23,5% больше).



3.10.2 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ) расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области. Западно-Казахстанская область расположена на северо-западе Республики Казахстан, на рубеже двух частей света: Европы и Азии. На севере область граничит с Оренбургской, на северо-западе – с Саратовской, на западе с Волгоградской и Астраханской областями Российской Федерации, на юге – с Атырауской и востоке – с Актюбинской областями Республики Казахстан.

Административным центром Бурлинского района является город Аксай. Вблизи от административного центра к северу от 51-ой параллели северной широты и к востоку от 53-го меридиана восточной долготы расположено месторождение, в 110 км на запад расположен областной центр г. Уральск. В городе Аксай находится железнодорожная станция Казахстан, через которую проходит линия Уральск – Соль-Илецк

Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона. Экономика района имеет сельскохозяйственное и нефтедобывающее направление.

При строительстве скважины будут задействованы при:

- ✓ подготовительных работах перед бурением скважины – 16 человек;
- ✓ строительстве и монтаже буровой установки – 20 человек;
- ✓ бурении и креплении – 16 человек;
- ✓ испытании скважины на продуктивность – 16 человек.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест для местного населения в период строительства и эксплуатации намечаемого объекта увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни местного населения.

3.10.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Условия регионально-территориального природопользования при реализации проектных решений изменятся незначительно и соответствуют принятым направлениям внутренней политики Республики Казахстан, направленной на устойчивое развитие и экономический рост, основанный на росте производства.

Основными объектами охраны при буровых операциях являются недра, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, растительность, животный мир.

Охрана и рациональное использование недр



Бурение скважин неизбежно оказывает отрицательное воздействие на структуру недр. Разрушение земной поверхности при строительстве скважин, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя – это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь, усилению переноса пылесолевых аэрозолей.

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны способствовать охране недр, 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.

Разбуривание месторождения будет сопровождаться образованием большого количества отходов бурения. Запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты.

Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве буровых площадок;
- при строительстве скважин.

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.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок;



углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Охрана водных ресурсов

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

«Технический проект на строительство скважин» предусматривает безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

Охрана почвенно-растительного покрова

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.

При проведении буровых работ основные нарушения почвенно-растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение почвенно-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 почвенно-растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на почвы различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

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 характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических,

микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противоэрозийной устойчивостью. 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.

Охрана животного мира

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.

3.10.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта

Эксплуатация месторождения может оказать как негативное, так и положительное воздействие на социально-экономические условия на территории.

Негативное воздействие может быть оказано при изменении условий землепользования на территории и создания дополнительной антропогенной нагрузки.

Положительное воздействие на социально-экономические условия на территории будет заключаться в следующем:

- увеличение экономического и промышленного потенциала региона;
- увеличение налоговых поступлений в местный бюджет;
- создание новых рабочих мест. Это является особенно значимым в связи с тем, что из-за отсутствия работы происходит отток молодежи с территории, в случае же обеспечения работой, молодые люди будут возвращаться, что положительно повлияет на развитие ближайших населенных пунктов;
- использование казахстанских материалов и оборудования;
- увеличение доходов населения;
- увеличение покупательской способности населения;
- увеличение уровня и качества жизни населения района, развитие инфраструктуры и социальной сферы;
- улучшение инвестиционной привлекательности территории.

С точки зрения воздействия на социально-экономические условия района можно констатировать, что возможность нежелательной дополнительной нагрузки на социально-бытовую инфраструктуру населенных пунктов района будет отсутствовать.



Согласно санитарно-гигиенической обстановке в районе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия, также неравномерное развитие объектов экономики по области, где основная промышленная инфраструктура области связана с городами.

При производственной деятельности на месторождении основными источниками загрязнения воздушного бассейна будут являться технологическое оборудование, однако при выполнении природоохранных мероприятий, технологического регламента и техники безопасности, не окажет неблагоприятного воздействия на здоровье населения ближайших населенных мест при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта.

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. Санитарно – защитная зона месторождения – от 5000 м до 9440 м, и в пределах СЗЗ населенных мест нет.

Ближайшим населенным пунктом к проектируемой скважине является поселок Приуральное, находящийся в 6-7 км от северной границы Контрактной территории. Превышения по шуму более 80 дБ могут происходить в рабочей зоне непродолжительное время, на границе СЗЗ превышений пределов шумовых воздействий отмечаться не будет. С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений. Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни коренного населения района.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием ЗКО.

3.10.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

По итогам 2025 года санитарно-эпидемиологическая обстановка в Западно-Казахстанской области остаётся стабильной. В течение года в регионе не зафиксировали ни одного случая групповых инфекционных заболеваний или пищевых отравлений.



Также не зарегистрированы опасные инфекции, включая холеру, чуму, бешенство, сибирскую язву, брюшной тиф, дифтерию, полиомиелит, столбняк, малярию и ботулизм. В целом в области снизилась заболеваемость по 18 инфекционным заболеваниям. Так, число случаев кори сократилось в 54 раза, коклюша — более чем вдвое, бактериальной дизентерии — в 2,2 раза, COVID-19 — в 3,2 раза. Заболеваемость острыми вирусными гепатитами уменьшилась в 4,3 раза, ОРВИ — на 19%, туберкулёзом — почти на 15%. Паразитарные заболевания, включая лямблиоз и описторхоз, стали встречаться реже на 30–40%. Число случаев сальмонеллёза увеличилось более чем в два раза, ротавирусной инфекции — почти в 10 раз. Среди паразитарных заболеваний выросла заболеваемость энтеробиозом и дерматомикозом. Также отмечен рост заболеваний, передающихся воздушно-капельным путём: скарлатины и один случай серозного менингита. Основными причинами роста отдельных инфекций специалисты называют бытовые контакты, несоблюдение правил личной гигиены и недостаточную термическую обработку пищи.

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ в профилактике заболеваний важно одеваться в соответствии с сезоном, носить маски, стараясь не посещать места массового скопления людей, торгово-развлекательные комплексы, пить только кипящую или бутилированную чистую воду, соблюдать необходимую личную гигиену, регулярно заниматься спортом, укреплять иммунитет;
- ✓ в целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения области в очагах зарегистрированных инфекционных заболеваний лица, находящиеся в контакте, взяты под медицинский контроль и полностью проводятся противоэпидемические мероприятия.
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки (вакцинация);
- ✓ 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.

3.10.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

3.11 Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе

3.11.1 Ценность природных комплексов

Рассматриваемая территория проектируемых работ находится вне зон с особым природоохранным статусом, на ней отсутствуют зарегистрированные исторические памятники или объекты, нуждающиеся в специальной охране.

Учитывая значительную удаленность рассматриваемой территории от особо охраняемых природных территорий (заповедники, заказники, памятники природы), планируемая деятельность не окажет никакого влияния на зоны и территории с особым природоохранным статусом.

3.11.2 Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта

Воздействия на окружающую среду при строительстве скважин 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:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов газонефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почво-грунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются нефтепродукты, ГСМ, химреагенты;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при строительстве скважин являются: дизельные генераторы, емкости для хранения ГСМ, котельная установка, факельная установка, буровые насосы и другие. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы от неорганизованных и организованных источников в силу ограниченной интенсивности выбросов не создают высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует. Все сточные

воды собираются в специализированные емкости и вывозятся, по мере наполнения, на согласованные места временного хранения, отстоя или очистки сторонней организацией;

6. На площадках работ происходит накопление промышленных и твердых бытовых отходов. Все отходы производства и потребления собираются в специализированные контейнеры и по мере накопления вывозятся по договору со сторонней организацией на места согласованного хранения или утилизации;
7. Шумовой эффект, возникающий при работе бурового оборудования, оказывает воздействие на людей, животный и растительный мир, но носит кратковременный характер.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе работы в штатных ситуациях и при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог, неконтролируемым расширением зон землеотвода и непроектными воздействиями на окружающую среду.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 3.31.

Таблица 3.31 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
1	2	3
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Поверхностные воды	Ливневый и снеговой сток. Возможное аварийное загрязнение вод	Учет водоотведения и водопотребления Сбор в специальные емкости Оперативная ликвидация аварийных разливов
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифанообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Животный мир	Незначительное уменьшение месторождения обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.

Для *объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду* на данный проектный период надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий. На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности. Матрица воздействия реализации проекта на природную среду сведена в сводную таблицу 3.32.

Таблица 3.32 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Поверхностные воды	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Недра	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Сильная (4)	Низкая (8)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Физические факторы	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Растительность	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Животный мир	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Итого:	-	-	-	Низкая (2,7)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет 2,7 балла, т.е. результирующая значимость воздействия соответствует **низкому уровню воздействия на компоненты окружающей среды**.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды.

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.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений представлены в таблице 3.33.

Таблица 3.33 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

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 Западно-Казахстанской 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.

Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *низких* до *средних положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 3.34.

Таблица 3.34 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространственный	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Точное (+1)	Средней продолжительности (+2)	Незначительное (+1)	-	-	-	+4	Низкое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точное (-1)	Средней продолжительности (-2)	Незначительное (-1)	-4	Низкое отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точное (+1)	Средней продолжительности (+2)	Незначительное (+1)	-	-	-	+4	Низкое положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:							+4	Низкое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Местное (+3)	Средней продолжительности (+2)	Слабое (+2)	-	-	-	+7	Среднее положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точное (-1)	Средней продолжительности (-2)	Незначительное (-1)	-4	Низкое отрицательное
Инвестиционная деятельность	Местное (+3)	Средней продолжительности (+2)	Слабое (+2)	-	-	-	+7	Среднее положительное
Итого:							+10	Среднее положительное



3.11.3 Вероятность аварийных ситуаций (с учетом технического уровня объекта и наличия опасных природных явлений)

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- ❖ природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- ❖ пластовые термобарические условия;
- ❖ состояние пласта;
- ❖ режим работы залежи;
- ❖ особенности геологического строения;
- ❖ разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- ❖ многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- ❖ неудачный выбор конструкции оборудования;
- ❖ нарушение технологических режимов эксплуатации;
- ❖ низкая квалификация обслуживающего персонала;
- ❖ нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- ❖ низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- ❖ прорывы трубопроводной системы;
- ❖ коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- ❖ перебои в подаче сырья;



- ❖ выход из строя технологического оборудования;
- ❖ контакт персонала с опасными факторами производства;
- ❖ строительная техника и буровое оборудование;
- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, не предусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

При аварийных разливах химических реагентов бурения и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.



Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении и, транспортировки нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газозооушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- ❖ образование токсичного облака;
- ❖ взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- ❖ пожар разлива (бассейновый пожар);
- ❖ струевое горение (факельный пожар);
- ❖ взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающими факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- ❖ токсическое поражение;
- ❖ воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- ❖ поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар),



❖ пожар разлития (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 3.35 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1''	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

3.11.4. Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды (включая недвижимое имущество и объекты историко-культурного наследия) и население

Существенное влияние на развитие обстоятельств, ведущих к экологическому риску с соответствующими последствиями, определяют отказы оборудования бурения и ремонта скважин, систем сбора, транспорта и др., вызванные одной или несколькими причинами.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», отказы классифицируются следующим образом:

- ❖ технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельного технологического процесса;
- ❖ механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или отдельных его деталей;



- ❖ организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т.д.;
- ❖ стихийные, вызванные стихийными бедствиями, пожарами, взрывами и т.д., в том числе, на соседних объектах.

Все вышеперечисленные отказы приводят к причине возникновения аварийных ситуаций.

Авария – считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или буровых колонн, из-за неудачного цементирования обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов.

Нефтегазопрооявления при бурении, креплении и освоении скважин – это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти или газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Хотя нефтегазопрооявления чреваты опасными последствиями и могут перейти в фонтаны, тем не менее, нефтегазопрооявления считают не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти или газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования и конструкции скважины. Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде (ГТН), и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственное лицо за выполнение плана работы;



3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

В процессе строительства скважин могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на атмосферный воздух:

- ❖ нефтегазопрооявления, как управляемые, так и неуправляемые, т.е. открытое фонтанирование;
- ❖ пожары;
- ❖ поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора – частичное или катастрофическое;
- ❖ нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- ❖ самопроизвольное искривление оси скважин.

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с огромными массами выбросов загрязняющих веществ.

Воздействие возможных аварий на поверхностные и подземные воды

Основные аварийные ситуации, которые могут явиться фактором загрязнения поверхностных и подземных вод связаны со следующими процессами:

- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ разлив при транспортировке или хранении нефтепродуктов;
- ❖ нефтегазопрооявления, как управляемые, так и неуправляемые;
- ❖ технические аварии, связанные с геомеханическими процессами (процессы подвижек земной коры под воздействием отбора из недр значительного количества жидкостей и падения пластового давления).

Практически невозможно предотвратить загрязнение как поверхностных, так 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.

Особо важное значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважин и качество цементирования колонн.

Конструкция скважины должна изолировать все горизонты от продуктивных нефтяных и газовых залежей, когда отсутствует специальная изоляция заколонного пространства.



В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

В процессе строительства скважин могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения, воздействующие на недра:

- ❖ нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- ❖ нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- ❖ технические аварии, связанные с геомеханическими процессами (причины: нарушение герметичности скважинного пространства и прорыв эксплуатационных и технических колонн, аварии на трубопроводных системах).

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова связаны со следующими процессами:

- ❖ неуправляемые нефтегазопроявления, приводящие к загрязнению почв и растительности;
- ❖ пожары;
- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ разлив при транспортировке или хранении нефтепродуктов.

При аварийных разливах агентов бурения или нефтепродуктов с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Воздействие возможных аварий на население

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для населения связаны со следующими процессами:

- ❖ открытое фонтанирование скважины;
- ❖ пожары;
- ❖ разгерметизация трубопроводов;
- ❖ разлив нефтепродуктов и тд.

В результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности



людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- ❖ прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций,
- ❖ разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- ❖ обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит также 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 – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимической защиты и т.д.

3.11.5 Планы мероприятий

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования – это пакет документов компании КПО, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации на территории месторождения Карачаганак.

Пакет нормативно-методических документов системы чрезвычайного реагирования на объектах месторождения, на системах внутринефтепромысловых трубопроводов, на объектах бурения и при скважинных операциях, включает:

- ❖ Декларацию промышленной безопасности Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.



- ❖ «План ликвидации возможных аварий (ПЛВА) Отдела скважинных операций (ОСО)» №КРО-WO-HSE-PLN-00076-R;
- ❖ «План по ликвидации нефтяных разливов» №КРО-AL-HSE-PRO-00166-R
- ❖ «План взаимодействия при аварийном реагировании (ПВАР) между КПО и САЙПАР Дриллинг»;
- ❖ «План взаимодействия Компании КПО и Бурлинского района по организации эвакуации населённых пунктов при угрозе и возникновении крупных аварий на объектах КНГКМ».
- ❖ Основу аварийно-спасательных сил составляют:
- ❖ собственная Команда аварийного реагирования КПО,
- ❖ АО «ОРТ сондіруші» - услуги противопожарной охраны объектов (по контракту),
- ❖ противодонное Республиканское Государственное Казённое предприятие «Ак Берен».

3.11.6 Оповещение населения

Для обеспечения аварийной связи, оповещения и информирования, в компании КПО оборудована и функционирует современная интегрированная система передачи данных и речевых сообщений. Универсальные функции и возможности системы, обеспечивают высокую надежность и резервные характеристики, гарантирующие работу при неблагоприятных условиях эксплуатации.

Система контроля состояния окружающей среды и оповещения включает:

- ❖ Центр Аварийной связи (ЦАС) КПО;
- ❖ Автоматизированные станции мониторинга атмосферы (СЭМ 001-СЭМ 018);
- ❖ Передвижную Станцию Экологического Мониторинга;
- ❖ Станции аварийной связи и оповещения населения (САО), расположенные в 10 поселках: Приуральное, Жарсуат, Димитрово, Карачаганак, Жанаталап, Каракемир, Успенровка, Амангельды, и в 1 крестьянском хозяйстве – ТОО «Тунгуш»;
- ❖ Два центра аварийного управления (Чешский городок, административное здание КПК)
- ❖ Шесть Аварийно-координационных центров (КПК, ГП-2, ГП-3, Отдел ЭС и Д., Атырау Терминал, НПС Большой Чаган);
- ❖ Одну станцию связи и оповещения, расположенную в Акимате Бурлинского района.



3.11.7 Вариант размещения извещателей загазованности на опасных объектах

Открытое фонтанирование скважин с сероводородсодержащим сырьем по своим отрицательным последствиям относится к числу самых опасных источников аварийных газовых выбросов.

Аварийная система обнаружения сероводорода предусматривает:

- ❖ Стационарные приборы первичного реагирования, устанавливаемые непосредственно в местах возможной утечки токсичного вещества;
- ❖ Переносные приборы вторичного реагирования (раздел 1, таблица 15.1. Техническая часть проекта).

Порядок оповещения о газовой опасности определяется инструкцией «О порядке использования системы аварийной связи и оповещения КПО при угрозе и возникновении аварийных ситуаций на объектах КНГКМ».

3.11.8 Расчет аварийных валовых выбросов вредных веществ в атмосферу

В процессе бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) предполагается поэтапное вскрытие горизонтов I и II объектов, затем после перекрытия обсадной колонной, вскрывается горизонт III объекта.

Следовательно, проектом рассмотрено развитие аварийной ситуации в 3 случаях:

- при вскрытии I объекта «Газ»;
- при вскрытии II объекта «Газ+Конденсат»;
- при вскрытии III объекта «Газ+Нефть»;

В качестве природоохранного мероприятия проектом предусмотрено применение противовыбросового оборудования (ПВО), исключающего аварийный выброс ССПФ из устья скважины в окружающую среду и обеспечивающего направление этого потока на отжиг.

Отжиг, выделяемой при вскрытии объектов смеси, предполагается на выкидной горизонтально-направленной линии глушения и дросселирования противовыбросового оборудования (горизонтальная факельная установка). Время отжига в расчетах выбросов при аварийных ситуациях принято 24 часа.

Расчёты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполнены по ПК «ЭРА версия 2.5.373».

При отжиге на горизонтальной факельной установке аварийного выброса из скважины в атмосферный воздух будут выделяться сернистый ангидрид, сероводород, окислы азота, сажа, окись углерода, метан. Объемы выбросов определены ниже приведенными расчётами.



Сценарий 1. Аварийная ситуация при вскрытии I объекта «Газ» (Технологическая часть, Раздел 1, таблица 4.6)

Исходные данные:

- аварийный дебит скважины (газ) – 1235000 м³/сут (14,294 м³/сек);
- компонентный состав смеси, содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при освоении скважины (далее ССПФ) в расчете выбросов загрязняющих веществ от горизонтальной факельной установки принят по фактическим данным химической лаборатории компании КПО (см. таблица 3.36);
- продолжительность аварийного отжига – 24 часа.

Таблица 3.36 – Компонентный состав газовой фазы ССПФ

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате аварийной ситуации при вскрытии I объекта, представлены в таблице 3.37 и в Приложении 9 настоящего проекта.

Таблица 3.37 – Объёмы выбросов вредных веществ в атмосферу, в результате аварийной ситуации при вскрытии I объекта

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	261.72314	22.6128793
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	31.4067768	2.713545516
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	5.10360123	0.440951146
0410	Метан (727*)	6.5430785	0.565321982
0380	Диоксид углерода	32549.06329	2812.239069
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1523.178565	131.602628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.266161223	0.10939633
1715	Меркаптаны	0.043754314	0.003780373

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) были сопоставлены площади с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 3.38.

Таблица 3.38 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ

Наименование вещества	ПДК.м.р, сс мг/м ³	Максимальное значение концентрации,	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК



		доли ПДК		
Диоксид азота	0,2	0,3130	0,3079	0,2926
Оксид азота	0,4	0	0	0
Диоксид серы	0,5	0,8362	0,7414	0,4572
Сероводород	0,008	0,0417	0,0367	0,0219
Оксид углерода	5	0,2991	0,2974	0,2923
Метан		0	0	0
Меркаптан		0	0	0
0330+0333	-	0,8779	0,7782	0,4792
0301+0330	-	1,1493	1,0494	0,7499

**Сценарий 2. Аварийная ситуация при вскрытии II объекта «Газ+Конденсат»
(Технологическая часть, Раздел 1, таблица 4.6)**

Исходные данные:

- аварийный дебит скважины (газ) – 2400000 м³/сут (27,778 м³/сек);
- компонентный состав смеси, содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при освоении скважины (далее ССПФ) в расчете выбросов загрязняющих веществ от горизонтальной факельной установки принят по фактическим данным химической лаборатории компании КПО (см. таблицы 3.39 и 3.40);
- продолжительность аварийного отжига – 24 часа.

Таблица 3.39 – Компонентный состав газовой фазы ССПФ

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Таблица 3.40 – Компонентный состав жидкой фазы ССПФ

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	19.1509354	5.5	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.08697648	2.2	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.59767709	2.84	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3.80585797	3.96	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	62.5423765	80.78	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.05981746	0.03	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	2.64006721	2.08	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.72060590	2.27	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.39568589	0.34	48	2.1429



Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате аварийной ситуации при вскрытии II объекта, представлены в таблицах 3.41 и 3.42 и в Приложении 9 настоящего проекта.

Таблица 3.41 – Объёмы выбросов вредных веществ в атмосферу, в результате аварийной ситуации при вскрытии II объекта (газовая фаза)

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	508.61518	43.94435155
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	61.0338216	5.273322186
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	9.91799601	0.856914855
0410	Метан (727*)	12.7153795	1.098608789
0380	Диоксид углерода	63253.66449	5465.116612
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	2960.042968	255.7477124
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2.46057272	0.212593483
1715	Меркаптаны	0.085029196	0.007346523

Таблица 3.42 – Объёмы выбросов вредных веществ в атмосферу, в результате аварийной ситуации при вскрытии II объекта (жидкая фаза)

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	451114.72	38976.31181
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	54133.7664	4677.157417
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	8796.73704	760.0380803
0410	Метан (727*)	11277.868	974.4077952
0380	Диоксид углерода	65534792.97	5662206.112
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1064215.614	91948.22908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	819.2243315	70.78098224
1715	Меркаптаны	122.7032038	10.60155681

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) были сопоставлены площади с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 3.43.

Таблица 3.43 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ

Наименование вещества	ПДК.м.р, сс мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК
Диоксид азота	0,2	0,3448	0,3359	0,3093
Оксид азота	0,4	0	0	0
Углерод	0,15	0,1059	0,0561	0,0214
Диоксид серы	0,5	1,0679	0,9457	0,5732
Сероводород	0,008	0,0529	0,0466	0,0278
Оксид углерода	5	0,3097	0,3067	0,2979
Метан		0	0	0
Меркаптан		0	0	0
0330+0333	-	1,1208	0,9923	0,6071
0301+0330	-	1,4127	1,2817	0,8886

Сценарий 3. Аварийная ситуация при вскрытии III объекта «Газ+Нефть»
(Технологическая часть, Раздел 1, таблица 4.5)

Исходные данные:

- аварийный дебит скважины (газ) – 2000 м³/сут (0,023 м³/сек);



- компонентный состав смеси, содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при освоении скважины (далее ССПФ) в расчете выбросов загрязняющих веществ от горизонтальной факельной установки принят по фактическим данным химической лаборатории компании КПО (см. таблицы 3.44 и 3.45);
- продолжительность аварийного отжига – 24 часа.

Таблица 3.44 – Компонентный состав газовой фазы ССПФ

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Таблица 3.45 – Компонентный состав жидкой фазы ССПФ

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	19.1509354	5.5	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.08697648	2.2	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.59767709	2.84	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3.80585797	3.96	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	62.5423765	80.78	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.05981746	0.03	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	2.64006721	2.08	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.72060590	2.27	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.39568589	0.34	48	2.1429

Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате аварийной ситуации при вскрытии III объекта, представлены в таблицах 3.46 и 3.47 и в Приложении 9 настоящего проекта.

Таблица 3.46 – Объёмы выбросов вредных веществ в атмосферу, в результате аварийной ситуации при вскрытии III объекта (газовая фаза)

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.42113	0.036385632
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0505356	0.004366276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.008212035	0.00070952
0410	Метан (727*)	0.01052825	0.000909641
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.042113	0.003638563
0380	Диоксид углерода	52.33150221	4.521441791
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	2.45089597	0.211757412
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002037338	0.000176026
1715	Меркаптаны	0.000070404	0.000006083

Таблица 3.47 – Объёмы выбросов вредных веществ в атмосферу, в результате аварийной ситуации при вскрытии III объекта (жидкая фаза)

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	373.52	32.272128
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	44.8224	3.87265536



0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7.28364	0.629306496
0410	Метан (727*)	9.338	0.8068032
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	37.352	3.2272128
0380	Диоксид углерода	54225.02248	4685.041942
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	881.1634794	76.13252462
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.67831232	0.058606184
1715	Меркаптаны	0.10159744	0.008778019

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) были сопоставлены площади с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 3.48.

Таблица 3.48 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ЖЗ

Наименование вещества	ПДК.м.р, сс мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, доли ПДК	Концентрации ЖЗ, доли ПДК
Диоксид азота	0,2	0,3278	0,3097	0,2884
Оксид азота	0,4	0	0	0
Диоксид серы	0,5	1,1113	0,7739	0,3710
Сероводород	0,008	0,0560	0,0384	0,0174
Оксид углерода	5	0,3040	0,2980	0,2909
Метан		0	0	0
Меркаптан		0	0	0
0330+0333	-	1,1673	0,8124	0,3884
0301+0330	-	1,4391	1,0837	0,6662

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в приложении 10.

3.11.9 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск. При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу. Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки



(отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;

- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Следует отметить, что аварии, возможные при реализации проекта, носят характер технических проблем, и их возможное влияние на окружающую среду оценивается как незначительное. Наиболее сложными и трудоёмкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с нефтегазопрооявлениями. Основным средством, предупреждающим нефтегазопрооявления в восстанавливаемых и вновь строящихся скважинах, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига (СНС) и др.).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины, его запасы и параметры должны соответствовать рекомендованным, согласно ЕТП РК («Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых, и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан»).

На всех этапах проведения работ специалисты в областях инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска будут анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Однако, предусмотренные в практике решения, конструкции, оборудование и предупредительные мероприятия позволяют свести к минимуму вероятность возникновения и развития аварий на объекте.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ❖ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ❖ использование новейших природосберегающих экологических технологий;



- ❖ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ❖ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые при реализации проектных решений, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья людей и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения. Все запроектированное оборудование соответствует требованиям прочности промышленно-экологической безопасности. При проектировании скважин предусмотрены системы противовыбросового и другого оборудования, способной удерживать давление, превышающее расчетное и другие устройства. Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности труб, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

3.12 Методика оценки воздействия на окружающую среду

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 года.).

3.12.1 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 3.49 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. 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 3.49 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов



Таблица 3.50 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</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.

3.12.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов. Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается 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 3.51. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 3.51 - 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
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 3.51, 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 3.52.

Таблица 3.52 - 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



3.13 Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды

3.13.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Расчет платы за эмиссии в окружающую среду производится в соответствии с:

- ❖ Экологическим кодексом РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г.;
- ❖ Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 10.12.2008 г. № 99 IV ЗРК. (НК РК);
- ❖ Решением Западно-Казахстанского областного маслихата «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду» (от 11.02.2009 г. № 11-14);
- ❖ Размером МРП, составляющим на 2027 год 4355 тенге

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников осуществляется согласно требованиям ЭК РК, Закона РК «О местном государственном управлении в Республике Казахстан», п. 9 ст. 495 НК РК, Решения Западно-Казахстанского Областного Маслихата «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду» (от 11.02.2009 года № 11-14), с кратностью увеличения в 2 раза ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников, установленных в п. 2 ст. 495 НК РК.

Расчет платы за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников в период подготовительных работ к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5), приведен в таблице 3.53.

Таблица 3.53 - Расчет платы за выбросы от стационарных источников в период подготовительных работ к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	Кратность увеличения	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Азота диоксид	0,3434	10	2	4355	29910,14
Азота оксид	0,0560	10			4877,60
Углерод (сажа)	0,0142	12			1484,18
Диоксид серы	0,2169	10			18891,99
Оксид углерода	0,4243	0,16			591,30
Бенз(а)пирен	0,000001	0,4983			0,00
Формальдегид	0,0030	166			4337,58
Алканы	0,0800	0,16			111,49
Всего:					60204,29

Расчет платы за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5), приведен в таблице 3.54.

Таблица 3.54 - Расчет платы за выбросы от стационарных источников в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	Кратность увеличения	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Железо оксид	0,0065	15	2	4355	849,23



Азота диоксид	22,2385	10			1936973,35
Азота оксид	3,6136	10			314744,56
Углерод (сажа)	0,9376	12			97997,95
Диоксид серы	14,9516	10			1302284,36
Сероводород	0,0007	62			378,01
Оксид углерода	29,8394	0,16			41584,19
Бенз(а)пирен	0,000017	0,4983			0,07
Формальдегид	0,1985	166			287003,21
Алканы	6,2854	0,16			8759,33
Пыль неорганическая	0,0005	5			21,78
Всего					3990596,04

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от передвижных источников.

Размер эколого – экономического ущерба от передвижных источников в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5), (вильчатый погрузчик на дизельном топливе) осуществляется в соответствии с п.6 ст.28 ЭК РК и п.4 ст. 495 НК РК, представлен таблицей 3.55.

Таблица 3.55 – Расчет платы за выбросы от передвижных источников

Вид топлива	Масса израсходованного топлива, т	Ставка платы за 1 тонну, тенге	Ставка МРП за 1 тонну	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Диз. топливо	0,3111	1959,75	0,45	4355	609,68
Примечание: 1 – Объем дизельного топлива принят по Таблице 2.2 Раздела 1. Технический проект					

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в период испытания от стационарных источников

Расчет платы за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5) приведен в таблице 3.56.

Таблица 3.56 - Расчет платы за выбросы от стационарных источников в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	Кратность увеличения	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Азота диоксид	3,3615	10	2	4355	292786,65
Азота оксид	0,5463	10			47582,73
Углерод (сажа)	0,1600	12			16723,20
Диоксид серы	2,9055	10			253069,05
Сероводород	0,0001	62			54,00
Оксид углерода	6,2015	0,16			8642,41
Бенз(а)пирен	0,000002	0,4983			0,01
Формальдегид	0,0240	166			34700,64
Алканы	0,0047	0,16			6,55
Всего					653565,24

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ при отжиге ССПФ на горизонтальной факельной установке осуществляется согласно п. 3 ст. 495 НК РК (с изменениями от 03.12.2015 № 432-V) и представлен таблицей 3.57.



Таблица 3.57 – Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при отжиге ССПФ на ГФУ в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ_5)

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Диоксид азота	2,6217	200	4355	2283500,70
Углерод (сажа)	0,9875	240		1032135,00
Диоксид серы	92,9749	200		80981137,90
Сероводород	0,0759	1240		409875,18
Оксид углерода	21,8479	14,6		1389155,03
Метан	0,5462	0,8		1902,96
Меркаптан	0,0047	199320		4079781,42
Всего				90177488,19

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при возможном аварийном отжиге

Согласно «Правилам экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды», утвержденным постановлением Правительства РК № 535 от 27.06.2007 г., в случае аварийной ситуации экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде, устанавливается должностными лицами в области охраны окружающей среды при выявлении нарушения экологического законодательства. Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при возможном аварийном отжиге представлены таблицами 3.58 – 3.60.

Таблица 3.58 – Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при возможном аварийном отжиге в результате вскрытия I объекта

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Диоксид азота	5,2532	200	4355	4575537,20
Диоксид серы	243,9761	200		212503183,10
Сероводород	0,2036	1240		1099480,72
Оксид углерода	43,7763	14,6		2783428,48
Метан	1,0944	0,8		3812,89
Меркаптаны	0,0059	199320		5121427,74
Всего				226086870,13

Таблица 3.59 – Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при возможном аварийном отжиге в результате вскрытия II объекта

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Диоксид азота	9,1258	200	4355	7948571,80
Диоксид серы	314,6125	200		274027487,50
Сероводород	0,2581	1240		1393791,62
Оксид углерода	76,0484	14,6		4835385,42
Метан	1,9012	0,8		6623,78
Меркаптаны	0,0139	199320		12065736,54
Всего				300277596,66

Таблица 3.60 – Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при возможном аварийном отжиге в результате вскрытия III объекта

Наименование ЗВ	Натуральная масса ЗВ, т	Ставка платы, МРП за 1 тонну	МРП на 2027 г.	Платежи, тенге
Диоксид азота	6,5758	200	4355	5727521,80
Диоксид серы	196,1816	200		170874173,60
Сероводород	0,1592	1240		859711,84
Оксид углерода	54,7985	14,6		3484253,03



Метан	1,3700	0,8		4773,08
Меркаптаны	0,0110	199320		9548424,60
Всего				190498857,95

3.13.2 Расчет платежей за размещение отходов

Расчет платы за размещение/захоронение отходов производства осуществляется согласно ЭК РК, Закона РК «О местном государственном управлении в Республике Казахстан», п. 9 ст. 495 НК РК, Решения Западно-Казахстанского Областного Маслихата «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду» (от 11.02.2009 г. № 11-14), с кратностью увеличения в 2 раза ставки платы за размещение промышленных отходов с учетом уровня опасности, указанных в строке 1.2 п. 6 ст. 495 НК РК.

Оплата за размещение/захоронение отходов производства производится по факту, согласно установленных лимитов, определенных в Разрешении на эмиссии в окружающую среду. За отходы, передаваемые сторонним подрядным организациям, компания оплату за эмиссии не производит.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ПРИ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТАХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)



Расчет максимальных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизельного двигателя марки «Caterpillar 3512 DITA», группа "В"**Источник №№ 0001, 0002, 0003, 0004, 0005****Расчет проведен на 1 дизельный двигатель****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза;CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 5.59Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 1260Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 181Температура отработавших газов T_{02} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 181 \cdot 1260 = 1.9886832 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 1.9886832 / 0.359066265 = 5.538485214 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 = 2.65 \cdot 1260 / 3600 = 0.9275$$

$$W_i = q_{mi} \cdot B_{200} = 11 \cdot 5.59 / 1000 = 0.06149$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_j / 3600) \cdot 0.8 = (3.36 \cdot 1260 / 3600) \cdot 0.8 = 0.9408$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot B_{200} / 1000) \cdot 0.8 = (14 \cdot 5.59 / 1000) \cdot 0.8 = 0.062608$$



Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.68571 * 1260 / 3600 = 0.2399985$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2.85714 * 5.59 / 1000 = 0.015971413$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.1 * 1260 / 3600 = 0.035$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.42857 * 5.59 / 1000 = 0.002395706$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.4 * 1260 / 3600 = 0.49$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 6 * 5.59 / 1000 = 0.03354$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.02857 * 1260 / 3600 = 0.0099995$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.11429 * 5.59 / 1000 = 0.000638881$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000314 * 1260 / 3600 = 0.000001099$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00001 * 5.59 / 1000 = 0.000000056$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (3.36 * 1260 / 3600) * 0.13 = 0.15288$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (14 * 5.59 / 1000) * 0.13 = 0.0101738$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9408	0.062608	0	0.9408	0.062608
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.15288	0.0101738	0	0.15288	0.0101738
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.035	0.0023957	0	0.035	0.0023957
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.49	0.03354	0	0.49	0.03354
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9275	0.06149	0	0.9275	0.06149
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000011	5.5900E-8	0	0.0000011	5.5900E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0099995	0.0006389	0	0.0099995	0.0006389
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.2399985	0.0159714	0	0.2399985	0.0159714



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах, производительностью до 30 т/ч (воздухонагреватель Tioga)

Источник №№ 0006, 0007

Расчет проведен на 1 комплект воздухонагревателя

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 1 Скважина 9882 - подготовительные работы

Источник загрязнения N 0006,

Источник выделения N 0006 01, Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 2.2**

Расход топлива, г/с, **BG = 23.6**

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 = 30**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**

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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 2.2 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.00995**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 23.6 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1067**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **_M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.00995 = 0.00796**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **_G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1067 = 0.0854**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **_M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.00995 = 0.001294**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **_G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1067 = 0.01387**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 2.2 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 2.2 = 0.01294**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 23.6 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 23.6 = 0.1388**



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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 2.2 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.0306$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.328$

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), $M = BT \cdot AR \cdot F = 2.2 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00055$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AIR \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0854000	0.0079600
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0138700	0.0012940
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059000	0.0005500
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388000	0.0129400
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3280000	0.0306000



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах, производительностью до 30 т/ч (паровой котел Holman) (2 комплекта, 1 – резервный)

Источник №№ 0008, 0009

Расчет проведен на 1 комплект парового котла

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 1 Скважина 9882 - подготовительные работы

Источник загрязнения N 0008,

Источник выделения N 0008 01, Паровой котел Holman

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 2**

Расход топлива, г/с, **BG = 43**

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 = 30**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**

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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**
 Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 2 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.00905**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 43 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1945**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.00905 = 0.00724**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1945 = 0.1556**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.00905 = 0.001177**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1945 = 0.0253**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 2 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 2 = 0.01176**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 43 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 43 = 0.253**



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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 2 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.0278$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 43 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.598$

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), $M = BT \cdot AR \cdot F = 2 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0005$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 43 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01075$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1556000	0.0072400
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0253000	0.0011770
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0107500	0.0005000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2530000	0.0117600
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.5980000	0.0278000



ПРИЛОЖЕНИЕ 2
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ RIG-249 ПРИ БУРЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (PT_5)



Расчет максимальных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизельного двигателя марки «Caterpillar 3512 DITA», группа "B"**Источник №№ 0001, 0002, 0003, 0004, 0005**

Расчет проведен на 1 дизельный двигатель

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза;CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 346.556Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 1260Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 181Температура отработавших газов T_{02} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 181 \cdot 1260 = 1.9886832 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 1.9886832 / 0.359066265 = 5.538485214 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 = 2.65 \cdot 1260 / 3600 = 0.9275$$

$$W_i = q_{mi} \cdot B_{200} = 11 \cdot 346.556 / 1000 = 3.812116$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_j / 3600) \cdot 0.8 = (3.36 \cdot 1260 / 3600) \cdot 0.8 = 0.9408$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot B_{200} / 1000) \cdot 0.8 = (14 \cdot 346.556 / 1000) \cdot 0.8 = 3.8814272$$



Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.68571 * 1260 / 3600 = 0.2399985$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 2.85714 * 346.556 / 1000 = 0.99015901$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.1 * 1260 / 3600 = 0.035$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 0.42857 * 346.556 / 1000 = 0.148523505$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.4 * 1260 / 3600 = 0.49$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} / 1000 = 6 * 346.556 / 1000 = 2.079336$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.02857 * 1260 / 3600 = 0.0099995$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 0.11429 * 346.556 / 1000 = 0.039607885$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000314 * 1260 / 3600 = 0.000001099$$

$$W_i = q_{mi} * B_{200} = 0.00001 * 346.556 / 1000 = 0.000003466$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (3.36 * 1260 / 3600) * 0.13 = 0.15288$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{200} / 1000) * 0.13 = (14 * 346.556 / 1000) * 0.13 = 0.63073192$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9408	3.8814272	0	0.9408	3.8814272
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.15288	0.6307319	0	0.15288	0.6307319
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.035	0.1485235	0	0.035	0.1485235
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.49	2.079336	0	0.49	2.079336
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9275	3.812116	0	0.9275	3.812116
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000011	0.0000035	0	0.0000011	0.0000035
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0099995	0.0396079	0	0.0099995	0.0396079
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.2399985	0.990159	0	0.2399985	0.990159



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах, производительностью до 30 т/ч (воздухонагреватель Tioga)**Источник №№ 0006, 0007**

Расчет проведен на 1 комплект воздухонагревателя

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 0006,

Источник выделения N 0006 01, Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**Расход топлива, т/год, **BT = 137.9**Расход топлива, г/с, **BG = 23.6**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 = 30**Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 137.9 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.624**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 23.6 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1067**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **_M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.624 = 0.499**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **_G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1067 = 0.0854****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **_M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.624 = 0.0811**Выброс азота оксида (0304), г/с, **_G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1067 = 0.01387****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ****Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 137.9 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 137.9 = 0.811**Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 23.6 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 23.6 = 0.1388**

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:

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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 137.9 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 1.917$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.328$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки:

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 137.9 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0345$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0854000	0.4990000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0138700	0.0811000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059000	0.0345000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388000	0.8110000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3280000	1.9170000



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч (паровой котел Holman) (2 комплекта, 1 – резервный)**Источник №№ 0008, 0009**

Расчет проведен на 1 комплект парового котла

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 0008,

Источник выделения N 0008 01, Паровой котел Holman

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**Расход топлива, т/год, **BT = 248.2**Расход топлива, г/с, **BG = 43**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 = 30**Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 248.2 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 1.123**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 43 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1945**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **_M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 1.123 = 0.898**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **_G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1945 = 0.1556****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **_M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 1.123 = 0.146**Выброс азота оксида (0304), г/с, **_G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1945 = 0.0253****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ****Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 248.2 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 248.2 = 1.46**Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 43 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 43 = 0.253**

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:

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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 248.2 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 3.45$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 43 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.598$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки:

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 248.2 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.062$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 43 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01075$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1556000	0.8980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0253000	0.1460000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0107500	0.0620000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2530000	1.4600000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.5980000	3.4500000



Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от емкостей для хранения дизельного топлива**Источник №№ 0010, 0011, 0012****V=79 м³ каждая емкость**

Расчет выполнен на 1 емкость

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 0010,

Источник выделения N 0010 01, Емкость с дизтопливом

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: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 289.15**Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 289.15**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 50**Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 79**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 0**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.22****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.22 · 0.0029 · 1 = 0.000638**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 79**Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.000638**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.14 · 0.1 · 50 / 3600 = 0.00436**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (1.9 · 289.15 + 2.6 · 289.15) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000638 = 0.000768****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 · 0.000768 / 100 = 0.000766**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.00436 / 100 = 0.00435****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 · 0.000768 / 100 = 0.00000215**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.00436 / 100 = 0.0000122**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000122	0.00000215
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0043500	0.0007660



Расчет выбросов от дизельного двигателя сварочного аппарата
Источник № 0013

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 2.11

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 73.5

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 69.41

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 69.41 \cdot 73.5 = 0.044486257 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.044486257 / 0.359066265 = 0.123894282 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	3.6	4.12	1.02857	0.2	1.1	0.04286	3.71E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	15	17.2	4.28571	0.85714	4.5	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 = 3.6 \cdot 73.5 / 3600 = 0.0735$$

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} = 15 \cdot 2.11 / 1000 = 0.03165$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_g / 3600) \cdot 0.8 = (4.12 \cdot 73.5 / 3600) \cdot 0.8 = 0.06729333$$

$$W_i = (q_{ji} \cdot B_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (17.2 \cdot 2.11 / 1000) \cdot 0.8 = 0.0290336$$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 = 1.02857 \cdot 73.5 / 3600 = 0.020999971$$



$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 4.28571 * 2.11 / 1000 = 0.009042848$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.2 * 73.5 / 3600 = 0.004083333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.85714 * 2.11 / 1000 = 0.001808565$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.1 * 73.5 / 3600 = 0.022458333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 4.5 * 2.11 / 1000 = 0.009495$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.04286 * 73.5 / 3600 = 0.000875058$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.17143 * 2.11 / 1000 = 0.000361717$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000371 * 73.5 / 3600 = 0.000000076$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00002 * 2.11 / 1000 = 0.000000042$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (4.12 * 73.5 / 3600) * 0.13 = 0.010935167$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (17.2 * 2.11 / 1000) * 0.13 = 0.00471796$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0672933	0.0290336	0	0.0672933	0.0290336
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0109352	0.004718	0	0.0109352	0.004718
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0040833	0.0018086	0	0.0040833	0.0018086
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0224583	0.009495	0	0.0224583	0.009495
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0735	0.03165	0	0.0735	0.03165
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	7.5745E-8	4.2200E-8	0	7.5745E-8	4.2200E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0008751	0.0003617	0	0.0008751	0.0003617
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.021	0.0090428	0	0.021	0.0090428



Расчет выбросов от дизельного двигателя цементировочного агрегата

Источник №0014

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза;CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 0.6Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 746Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 14.5Температура отработавших газов T_{02} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 14.5 \cdot 746 = 0.09432424 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.09432424 / 0.359066265 = 0.262693127 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_g / 3600 = 2.65 \cdot 746 / 3600 = 0.549138889$$

$$W_i = q_{mi} \cdot B_{200} = 11 \cdot 0.6 / 1000 = 0.0066$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_g / 3600) \cdot 0.8 = (3.36 \cdot 746 / 3600) \cdot 0.8 = 0.557013333$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot B_{200} / 1000) \cdot 0.8 = (14 \cdot 0.6 / 1000) \cdot 0.8 = 0.00672$$



Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.68571 * 746 / 3600 = 0.14209435$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2.85714 * 0.6 / 1000 = 0.001714284$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.1 * 746 / 3600 = 0.020722222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.42857 * 0.6 / 1000 = 0.000257142$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.4 * 746 / 3600 = 0.290111111$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 6 * 0.6 / 1000 = 0.0036$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.02857 * 746 / 3600 = 0.005920339$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.11429 * 0.6 / 1000 = 0.000068574$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000314 * 746 / 3600 = 0.000000651$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00001 * 0.6 / 1000 = 0.000000006$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (3.36 * 746 / 3600) * 0.13 = 0.090514667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (14 * 0.6 / 1000) * 0.13 = 0.001092$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5570133	0.00672	0	0.5570133	0.00672
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0905147	0.001092	0	0.0905147	0.001092
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0207222	0.0002571	0	0.0207222	0.0002571
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2901111	0.0036	0	0.2901111	0.0036
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.5491389	0.0066	0	0.5491389	0.0066
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000007	6.0000E-9	0	0.0000007	6.0000E-9
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059203	0.0000686	0	0.0059203	0.0000686
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1420944	0.0017143	0	0.1420944	0.0017143



Расчет выбросов углеводородов из блока очистки бурового раствора

Источник №6001

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6001,

Источник выделения N 6001 01, Блок очистки бур.р-ра

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута 2 (средняя) климатическая зона

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 2 \cdot 4 = 8$ Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N1OZ = 1.84$ Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N2VL = 2.56$ **Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)**Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.56 \cdot 8 / 2592 = 0.0079$ Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N1OZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (1.84 + 2.56) \cdot 6 \cdot 8 \cdot 0.001 = 0.211$ Валовый выброс, т/год, $M = 0.211$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0079	0.211

Расчет выбросов углеводородов из емкости бурового раствора

Источник №6002

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6002,

Источник выделения N 6002 01, Емкость бур.р-ра

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута 2 (средняя) климатическая зона

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 2 \cdot 4 = 8$ Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N1OZ = 1.84$ Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N2VL = 2.56$ **Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)**Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.56 \cdot 8 / 2592 = 0.0079$ Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N1OZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (1.84 + 2.56) \cdot 6 \cdot 8 \cdot 0.001 = 0.211$ Валовый выброс, т/год, $M = 0.211$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0079	0.211



Расчет выбросов углеводородов из емкости для бурового шлама

Источник №6003

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6003,

Источник выделения N 6003 01, Емкость бур.шлама

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута 2 (средняя) климатическая зона

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 2 \cdot 4 = 8$ Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N_{1OZ} = 1.84$ Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц (п.5.3.3), $N_{2VL} = 2.56$ **Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)**Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N_{2VL} \cdot F / 2592 = 2.56 \cdot 8 / 2592 = 0.0079$ Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N_{1OZ} + N_{2VL}) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (1.84 + 2.56) \cdot 6 \cdot 8 \cdot 0.001 = 0.211$ Валовый выброс, т/год, $M = 0.211$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0079	0.211

Расчет выбросов углеводородов от буровых насосов

Источник №6004

Расчет выполнен на 3 насоса

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6004,

Источник выделения N 6004 01, Буровые насосы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Вид нефтепродукта или средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки:

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)Удельный выброс, кг/час (табл. 5.4), $Q = 0.05$ Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N_1 = 3$ Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN_1 = 3$ Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2976$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN_1 / 3.6 = 0.05 \cdot 3 / 3.6 = 0.0417$ Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N_1 \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 3 \cdot 2976) / 1000 = 0.446$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0417000	0.4460000



Расчет выбросов загрязняющих веществ от насосов ГСМ

Источник №6005

Расчет выполнен на 2 насоса

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6005,

Источник выделения N 6005 01, Насосы ГСМ

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

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки:

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$ Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 2$ Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 2976$ Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 2 / 3.6 = 0.02222$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 2976) / 1000 = 0.238$ **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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.238 / 100 = 0.2373$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.02222 / 100 = 0.02216$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.238 / 100 = 0.000666$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.02222 / 100 = 0.0000622$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000622	0.0006660
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0221600	0.2373000



Расчет выбросов загрязняющих веществ при работе сварочного аппарата
Источник №6006

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

Источник загрязнения N 6006,

Источник выделения N 6006 01, Сварочный аппарат

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: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 360**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
 с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.0417**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

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 = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 360 / 10^6 = 0.00385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.0001238$

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 = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 360 / 10^6 = 0.000331$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.00001066$

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 = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 360 / 10^6 = 0.000504$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.00001622$

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 = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 360 / 10^6 = 0.001188$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.0000382$

 Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 360 / 10^6 = 0.00027$



Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.00000869$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{\text{max}} = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 360 / 10^6 = 0.000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.0000139$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_{\text{max}} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 360 / 10^6 = 0.0000702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.00000226$

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), $M_{\text{max}} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 360 / 10^6 = 0.00479$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_{\text{max}} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.0417 / 3600 = 0.000154$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0001238	0.0038500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00001066	0.0003310
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0000139	0.0004320
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00000226	0.0000702
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0001540	0.0047900
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00000869	0.0002700
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0000382	0.0011880
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)	0.00001622	0.0005040



Расчет выбросов загрязняющих веществ при работе аппарата газовой резки
Источник №6007

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, КНГКМ

Объект N 0128, Вариант 2 Скважина 9882 - бурение

РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от резки металлов

Вид резки: Газовая

Разрезаемый материал: Сталь углеродистая

Толщина материала, мм (табл. 4), **L = 5**

Способ расчета выбросов: по времени работы оборудования

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 36**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/ч (табл. 4), **GT = 74**

в том числе:

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 1.1**

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), **M = GT · T / 10⁶ = 1.1 · 36 / 10⁶ = 0.0000396**

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), **G = GT / 3600 = 1.1 / 3600 = 0.0003056**

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 72.9**

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), **M = GT · T / 10⁶ = 72.9 · 36 / 10⁶ = 0.002624**

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), **G = GT / 3600 = 72.9 / 3600 = 0.02025**

Газы:

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 49.5**

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), **M = GT · T / 10⁶ = 49.5 · 36 / 10⁶ = 0.001782**

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), **G = GT / 3600 = 49.5 / 3600 = 0.01375**

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 39**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), **M = KNO₂ · GT · T / 10⁶ = 0.8 · 39 · 36 / 10⁶ = 0.001123**

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), **G = KNO₂ · GT / 3600 = 0.8 · 39 / 3600 = 0.00867**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), **M = KNO · GT · T / 10⁶ = 0.13 · 39 · 36 / 10⁶ = 0.0001825**

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), **G = KNO · GT / 3600 = 0.13 · 39 / 3600 = 0.001408**

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.02025	0.002624
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0003056	0.0000396
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00867	0.001123
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001408	0.0001825
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01375	0.001782



ПРИЛОЖЕНИЕ 3
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ RIG-249 В ПЕРИОД ИСПЫТАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)



Расчет максимальных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизельного двигателя марки «Caterpillar 3512 DITA», группа "В"**Источник №№ 0001, 0002, 0003, 0004, 0005****Расчет проведен на 1 дизельный двигатель****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 41.922Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 1260Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 181Температура отработавших газов T_{02} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 181 \cdot 1260 = 1.9886832 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 1.9886832 / 0.359066265 = 5.538485214 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 = 2.65 \cdot 1260 / 3600 = 0.9275$$

$$W_i = q_{mi} \cdot B_{200} = 11 \cdot 41.922 / 1000 = 0.461142$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_j / 3600) \cdot 0.8 = (3.36 \cdot 1260 / 3600) \cdot 0.8 = 0.9408$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot B_{200} / 1000) \cdot 0.8 = (14 \cdot 41.922 / 1000) \cdot 0.8 = 0.4695264$$



Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.68571 * 1260 / 3600 = 0.2399985$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2.85714 * 41.922 / 1000 = 0.119777023$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.1 * 1260 / 3600 = 0.035$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.42857 * 41.922 / 1000 = 0.017966512$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 1.4 * 1260 / 3600 = 0.49$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 6 * 41.922 / 1000 = 0.251532$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.02857 * 1260 / 3600 = 0.0099995$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.11429 * 41.922 / 1000 = 0.004791265$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 = 0.00000314 * 1260 / 3600 = 0.000001099$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.00001 * 41.922 / 1000 = 0.000000419$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_j / 3600) * 0.13 = (3.36 * 1260 / 3600) * 0.13 = 0.15288$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (14 * 41.922 / 1000) * 0.13 = 0.07629804$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9408	0.4695264	0	0.9408	0.4695264
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.15288	0.076298	0	0.15288	0.076298
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.035	0.0179665	0	0.035	0.0179665
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.49	0.251532	0	0.49	0.251532
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9275	0.461142	0	0.9275	0.461142
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000011	0.0000004	0	0.0000011	0.0000004
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0099995	0.0047913	0	0.0099995	0.0047913
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.2399985	0.119777	0	0.2399985	0.119777



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч (воздухонагреватель Tioga)

Источник №№ 0006, 0007

Расчет проведен на 1 комплект воздухонагревателя

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 3 Скважина 9885 - испытание

Источник загрязнения N 0007,

Источник выделения N 0007 01, Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 50.05**

Расход топлива, г/с, **BG = 23.6**

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 (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 30**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**

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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 50.05 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.2264**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 23.6 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1067**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.2264 = 0.181**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1067 = 0.0854**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.2264 = 0.02943**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1067 = 0.01387**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (526)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 50.05 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 50.05 = 0.294**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 23.6 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 23.6 = 0.1388**



РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 50.05 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.696$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.328$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (593)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 50.05 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0125$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0854	0.181
0304	Азот (II) оксид (6)	0.01387	0.02943
0328	Углерод (593)	0.0059	0.0125
0330	Сера диоксид (526)	0.1388	0.294
0337	Углерод оксид (594)	0.328	0.696



Расчет выброса загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/ч (паровой котел Holman) (2 комплекта, 1 – резервный)

Источник № 0008, 0009

Расчет проведен на 1 комплект парового котла

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 3 Скважина 9885 - испытание

Источник загрязнения N 0009,

Источник выделения N 0009 01, Паровой котел Holman

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 90.1**

Расход топлива, г/с, **BG = 43**

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 (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 30**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 30**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.1058**

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} = 0.1058 · (30 / 30)^{0.25} = 0.1058**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 90.1 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.4075**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 43 · 42.75 · 0.1058 · (1-0) = 0.1945**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.4075 = 0.326**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.1945 = 0.1556**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.4075 = 0.053**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.1945 = 0.0253**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (526)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 90.1 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 90.1 = 0.53**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 43 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 43 = 0.253**



РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (594)

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), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 90.1 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 1.252$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 43 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.598$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (593)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 90.1 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.02253$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AR \cdot F = 43 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.01075$

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1556	0.326
0304	Азот (II) оксид (6)	0.0253	0.053
0328	Углерод (593)	0.01075	0.02253
0330	Сера диоксид (526)	0.253	0.53
0337	Углерод оксид (594)	0.598	1.252



Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от емкостей для хранения дизельного топлива**Источник №№ 0010, 0011****V=79 м³ каждая емкость****Расчет выполнен на 1 емкость****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 3 Скважина 9885 - испытание

Источник загрязнения N 0011,

Источник выделения N 0011 01, Емкость с дизтопливом

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: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.14**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 1.9**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 52.4**Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 2.6**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 52.4**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 50**Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 79**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 0**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.22****GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.22 · 0.0029 · 1 = 0.000638**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 79**Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, **GHR = 0.000638**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.14 · 0.1 · 50 / 3600 = 0.00436**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (1.9 · 52.4 + 2.6 · 52.4) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000638 = 0.000662****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 · 0.000662 / 100 = 0.00066**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.00436 / 100 = 0.00435****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 · 0.000662 / 100 = 0.000001854**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.00436 / 100 = 0.0000122**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000122	0.000001854
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0043500	0.0006600



Расчет выбросов загрязняющих веществ от сжигания ССПФ (газовая фаза) на ГФУ
Источник №0015

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - отжиг

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: газовая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: српнистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.59137619**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.9155**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.1515824$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1515824 * (30 + 273) / 21.59137619)^{0.5} = 367.8322092$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **7.568102**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 7.568102 / (3.141592654 * 0.15^2) = 428.2669664$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 7.568102 * 0.9155 = 6928.597381$$

Проверка условия бесплажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 1.164299797 > 0.2$, горение бесплажевое.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.5913762) =$$

65.02874053

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	138.5719476
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	16.6286337
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.7021530
0410	Метан (727*)	0.0005	3.46429869

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 6928.597381 * (3.67 * 0.9984000 * 65.0287405 + 12.5053393) - 138.5719476 - 3.4642987 = 17233.42878$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 5.829135156$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 5.829135156 * 6928.597381 * 0.9984 = 806.4622041$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 6.047235751 * 6928.597381 * (1 - 0.9984) = 0.670381789$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 0.208972321 * 6928.597381 * (1 - 0.9984) = 0.023166161$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 77.73 + 152 * 5.937 + 218 * 2.615 + 283 * 1.333 + 349 * 1.599 + 56 * 3.831 = 9268.235$$



где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.59137619)^{0.5} = 0.223039303$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 4.460703006$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.831 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 4.460703006) = 10.09390354$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.09390354 = 11.09390354$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.4) = 1650.153946$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.39) = 1691.696355$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 7.568102 * 11.09390354 * (273 + 1691.696355) / 273 = 604.232602$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 428.2669664^2 * 0.9155 / 0.15 = 291051.3325$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5: $L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.09390354 - 10) * (127.8852852 - 121.8929762) / (10.5 - 10) + 121.8929762 = 123.0183742$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$



где $f_2(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном $10.5, \text{ м}^3/\text{м}^3$;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 291051.3325^{0.17} * (123.0183742)^{0.59} = 37.8963714$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) + h_z = 0.707 * (37.8963714 - 10) + 2 = 21.72273458$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 37.8963714 + 0.49 * 0.15 = 5.378991996$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 604.232602 / 5.378991996^2 = 26.52198831$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **24**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	138.5719476	11.97261627
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16.62863371	1.436713953
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.702152979	0.233466017
0410	Метан (727*)	3.46429869	0.299315407
0380	Диоксид углерода	17233.42878	1488.968247
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	806.4622041	69.67833443
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.670381789	0.057920987
1715	Меркаптаны	0.023166161	0.002001556



Расчет выбросов загрязняющих веществ от сжигания ССПФ (жидкая фаза) на ГФУ
Источник №0015

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - отжиг

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: жидкая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	19.1509354	5.5	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.08697648	2.2	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.59767709	2.84	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3.80585797	3.96	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	62.5423765	80.78	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.05981746	0.03	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	2.64006721	2.08	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.72060590	2.27	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.39568589	0.34	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **55.86153763**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **812**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)}{N} = 1.058305525$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.058305525 * (30 + 273) / 55.86153763)^{0.5} = 219.225716$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.007038**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.007038 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.39826933$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.007038 * 812 = 5714.856$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.001816709 < 0.2$, горение сажевое.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n: 0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - [нег]_0) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_0) / ((100 - 0) * 55.8615376) = 79.28653661$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_0$ - общее содержание негорючих примесей, %: **7.E-9**;

величиной $[нег]_0$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	114.2971200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	13.7156544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.2287938
0410	Метан (727*)	0.0005	2.8574280
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	11.4297120

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 5714.856000 * (3.67 * 0.9984000 * 79.2865366 + 2.0800000) - 114.2971200 - 2.8574280 - 11.4297120 = 16592.85688$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 2.362860356$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 2.362860356 * 5714.856 * 0.9984 = 269.6360247$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 2.27 * 5714.856 * (1 - 0.9984) = 0.20756357$$

Мощность выброса меркаптана M_{RSH} , г/с (9):

$$M_{RSH} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 0.34 * 5714.856 * (1 - 0.9984) = 0.031088817$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):



$$Q_{н2} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o =$$

$$85.5 * 19.15093542 + 152 * 4.086976481 + 218 * 3.597677096 + 283 * 3.805857977 + 349 * 62.54237654 + 56 * 3.720605904 = 26155.62016$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (55.86153763)^{0.5} = 0.358754767$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.919568993$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³ /м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.720605904 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.919568993) = 28.5282557$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³ /м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 28.5282557 = 29.5282557$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{н2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.4) = 1447.737933$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1200 < T_o < 1500$, $C_{nc} = 0.38$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{н2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.38) = 1522.355719$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 0.007038 * 29.5282557 * (273 + 1522.355719) / 273 = 1.366705424$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.39826933^2 * 812 / 0.15 = 223.2501936$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 25.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 223.2501936^{0.17} * (25.5 / 0.15)^{0.59} = 13.54877356$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):



$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) + h_z = 0.707 * (13.54877356 - 10) + 2 = 4.508982906$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 13.54877356 + 0.49 * 0.15 = 1.970328298$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 1.366705424 / 1.970328298^2 = 0.447096684$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 24;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	114.29712	9.87527117
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	13.7156544	1.18503254
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.22879384	0.192567788
0410	Метан (727*)	2.857428	0.246881779
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	11.429712	0.987527117
0380	Диоксид углерода	16592.85688	1433.622834
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	269.6360247	23.29655253
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.20756357	0.017933492
1715	Меркаптаны	0.031088817	0.002686074



Расчет выбросов углеводородов от насосов ГСМ**Источник №6005****Расчет выполнен на 2 насоса****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Город N 102, м/с Аксай

Объект N 0128, Вариант 3 Скважина 9882 - испытание

Источник загрязнения N 6005,

Источник выделения N 6005 01, Насосы ГСМ

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: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$ Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$ Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 2$ Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 360$ Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 2 / 3.6 = 0.02222$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 360) / 1000 = 0.0288$ **Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0288 / 100 = 0.0287$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.02222 / 100 = 0.02216$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0288 / 100 = 0.0000806$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.02222 / 100 = 0.0000622$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.0000622	0.0000806
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.02216	0.0287



ПРИЛОЖЕНИЕ 4
ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ
РАСЧЕТА НОРМАТИВА НДВ



Параметры выбросов вредных веществ в атмосферу в период подготовительных работ к бурению горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Чис ло ист выб- ро- са	Но- мер ист. выб- роса	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных Установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по котор. производ. г-очистка к-т обесп газоо-й %	Средняя эксплуат степень очистки/max степ очистки/%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ		
		Наименование	Ко- лич ист							Скорость, м/с	объем на 1 трубу, м3/с	Температура оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника							г/с	мг/м3	т/год			
													X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	48	труба	1	0001	4,5	0,35	20,29	1,9518753	450	63795	92460							0301	Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027	
0304																					Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027		
0328																					Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027		
0330																					Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027		
0337																					Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027		
0703																					Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027		
1325																					Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027		
2754																					Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027		
0301																					Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027		
001		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	48	труба	1	0002	4,5	0,35	20,29	1,9518753	450	63800	92460								0304	Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027	
001		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	48	труба	1	0003	4,5	0,35	20,29	1,9518753	450	63805	92460								0328	Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027
0330																						Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027	
001		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	48	труба	1	0004	4,5	0,35	20,29	1,9518753	450	63810	92460								0330	Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027
0337																						Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027	
001		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	48	труба	1	0005	4,5	0,35	20,29	1,9518753	450	63815	92460								0337	Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	1115,418	0,0626	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	181,255	0,0102	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	41,496	0,0024	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	580,947	0,0335	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	1099,649	0,0615	2027	
001		Воздухонагреватель Tioga 4 MM BTU	1	26	труба	1	0006	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63765	92440								0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,001	0,0000001	2027
1325																						Формальдегид	0,0100	11,855	0,0006	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	284,544	0,0160	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,0854	209,239	0,0080	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,0139	33,983	0,0013	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0059	14,456	0,0006	2027	
0330																						Сера диоксид	0,1388	340,075	0,0129	2027	
0337																						Углерод оксид	0,3280	803,635	0,0306	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,0854	209,239	0,0080	2027	
001		Воздухонагреватель Tioga 4 MM BTU	1	26	труба	1	0007	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63765	92437								0304	Азот (II) оксид	0,0139	33,983	0,0013	2027
0328																						Углерод (Сажа)	0,0059	14,456	0,0006	2027	
0330																						Сера диоксид	0,1388	340,075	0,0129	2027	
0337																						Углерод оксид	0,3280	803,635	0,0306	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,0854	209,239	0,0080	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,0139	33,983	0,0013	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0059	14,456	0,0006	2027	
0330																						Сера диоксид	0,1388	340,075	0,0129	2027	
0337																						Углерод оксид	0,3280	803,635	0,0306	2027	
001		Паровой котел	1	26	труба	1	0008	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92443								0301	Азот (IV) оксид	0,1556	381,237	0,0072	2027



																			0304	Азот (II) оксид	0,0253	61,988	0,0012	2027
001		Holman	1	26	труба	1	0009	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92438					0328	Углерод (Сажа)	0,0108	26,339	0,0005	2027
		0330																	Сера диоксид	0,2530	619,877	0,0118	2027	
		0337																	Углерод оксид	0,5980	1465,164	0,0278	2027	
		0301																	Азот (IV) оксид	0,1556	381,237	0,0072	2027	
		0304																	Азот (II) оксид	0,0253	61,988	0,0012	2027	
		0328																	Углерод (Сажа)	0,0108	26,339	0,0005	2027	
		0330																	Сера диоксид	0,2530	619,877	0,0118	2027	
		0337																	Углерод оксид	0,5980	1465,164	0,0278	2027	
																			Паровой котел					
	Holman (рез)																							



001	Паровой котел	1	1622		1	0008	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92443					0330	Сера диоксид	0,1388	133,018	0,8110	2027
	Holman																	0337	Углерод оксид	0,3280	314,337	1,9170	2027
																		0301	Азот (IV) оксид	0,1556	953,092	0,8980	2027
																		0304	Азот (II) оксид	0,0253	154,969	0,1460	2027
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0108	65,847	0,0620	2027
																		0330	Сера диоксид	0,2530	1549,693	1,4600	2027
001	Паровой котел	1	1622		1	0009	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92438					0337	Углерод оксид	0,5980	3662,912	3,4500	2027
	Holman (рез)																	0301	Азот (IV) оксид	0,1556	953,092	0,8980	2027
																		0304	Азот (II) оксид	0,0253	154,969	0,1460	2027
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0108	65,847	0,0620	2027
																		0330	Сера диоксид	0,2530	1549,693	1,4600	2027
																		0337	Углерод оксид	0,5980	3662,912	3,4500	2027
001	Топливная емкость	1	2976		1	0010	5	0,35	1,41	0,0027685	200	63760	92450					0333	Сероводород	0,00001	7,635	0,000002	2027
001	Топливная емкость	1	2976		1	0011	2	0,05	1,41	0,0027685	200	63760	92447					2754	Алканы C12-19	0,0044	2722,345	0,0007	2027
001	Топливная емкость	1	2976		1	0012	2	0,05	1,41	0,0027685	200	63760	92444					0333	Сероводород	0,00001	7,635	0,000002	2027
001	Дизель генератор сварочного аппарата	1	412,8		1	0013	2	0,05	1,41	0,1238943	450	63833	92437					2754	Углеводороды C12-19	0,0044	2722,345	0,0007	2027
																		0333	Сероводород	0,00001	7,635	0,000002	2027
																		2754	Алканы C12-19	0,0044	2722,345	0,0007	2027
																		0301	Азот (IV) оксид	0,0673	1438,455	0,0290	2027
																		0304	Азот (II) оксид	0,0109	233,749	0,0047	2027
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0041	87,285	0,0018	2027
																		0330	Сера диоксид	0,0225	480,067	0,0095	2027
																		0337	Углерод оксид	0,0735	1571,128	0,0317	2027
																		0703	Бенз/а/пирен	0,0000001	0,002	0,00000004	2027
																		1325	Формальдегид	0,0009	18,705	0,0004	2027
001	Дизельгенератор цементировочного агрегата	1	23,45		1	0014	2	0,05	1,41	0,2626931	450	63843	92462					2754	Алканы C12-19	0,0210	448,893	0,0090	2027
																		0301	Азот (IV) оксид	0,5570	5615,554	0,0067	2027
																		0304	Азот (II) оксид	0,0905	912,527	0,0011	2027
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0207	208,912	0,0003	2027
																		0330	Сера диоксид	0,2901	2924,767	0,0036	2027
																		0337	Углерод оксид	0,5491	5536,167	0,0066	2027
																		0703	Бенз/а/пирен	0,0000001	0,007	0,00000001	2027
																		1325	Формальдегид	0,0059	59,686	0,0001	2027
001	Блок очистки бур.р-ра	1	2976		1	6001	2				20	63860	92490	2	4			2754	Алканы C12-19	0,1421	1432,53	0,0017	2027
001	Емкость бур.р-ра	1	2976		1	6002	2				20	63805	92473	2	4			2754	Алканы C12-19	0,0079		0,2110	2027
001	Емкость бур. шлама	1	2976		1	6003	2				20	63858	92465	2	4			2754	Алканы C12-19	0,0079		0,2110	2027
001	Буровые насосы	1	2976		3	6004	2				20	63770	92473	2	4			2754	Алканы C12-19	0,0417		0,4460	2027
001	Насосы ГСМ	1	2976		1	6005	2				20	63765	92447	2	4			0333	Сероводород	0,0001		0,0007	2027
																		2754	Алканы C12-19	0,0222		0,2373	2027
001	Сварочный аппарат	1	412,8		1	6006	2				20	63760	92437	2	4			0123	Железо	0,0001		0,0039	2027
																		0143	Марганец	0,00001		0,0003	2027
																		0301	Азот (IV) оксид	0,00001		0,0004	2027
																		0304	Азот (II) оксид	0,000002		0,0001	2027
																		0337	Углерод оксид	0,0002		0,0048	2027
																		0342	Фтористые соединения	0,00001		0,0003	2027
																		0344	Фториды неорганич.	0,00004		0,0012	2027
																		2908	Пыль неорганическая	0,00002		0,0005	2027
001	Аппарат газовой резки	1	36		1	6007	2				20	63760	92460	2	4			0123	Железо	0,0203		0,0026	2027
																		0143	Марганец	0,0003		0,00004	2027
																		0301	Азот (IV) оксид	0,0108		0,0014	2027
																		0337	Углерод оксид	0,0138		0,0018	2027



Параметры выбросов вредных веществ в атмосферу в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ 5)

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Чис ло ист выб ро- са	Но- мер ист. выб- роса	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных Установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по котор. производ. г-очистка к-т обесп газовой %	Средняя эксплуат.степень очистки/макс.степ.очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ		
		Наименование	Ко- лич ист							Скорость, м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника							г/с	мг/м3	т/год			
													X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
002		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	360	труба	1	0001	4,5	0,35	70,59	5,5384852	450	63795	92460								0301	Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337	Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027																						
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027																						
1325	Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027																						
2754	Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027																						
002		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	360	труба	1	0002	4,5	0,35	70,59	5,5384852	450	63800	92460								0301	Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337	Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027																						
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027																						
1325	Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027																						
2754	Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027																						
002		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	360	труба	1	0003	4,5	0,35	70,59	5,5384852	450	63805	92460								0301	Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337	Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027																						
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027																						
1325	Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027																						
2754	Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027																						
002		Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA	1	360	труба	1	0004	4,5	0,35	70,59	5,5384852	450	63810	92460								0301	Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337	Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027																						
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027																						
1325	Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027																						
2754	Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027																						
002		Воздухонагреватель Tioga 4 MM BTU	1	589	труба	1	0005	4,5	0,35	70,59	5,5384852	450	63815	92460								0301	Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337																						Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027	
0703																						Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027	
1325																						Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027	
2754																						Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,9408	769,857	0,4695	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,1529	125,102	0,0763	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0350	28,641	0,0180	2027	
0330																						Сера диоксид	0,4900	400,967	0,2515	2027	
0337	Углерод оксид	0,9275	758,974	0,4611	2027																						
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,0009	0,0000	2027																						
1325	Формальдегид	0,0100	8,183	0,0048	2027																						
2754	Алканы C12-19	0,2400	196,391	0,1198	2027																						
002		Воздухонагреватель	1	589	труба	1	0006	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63765	92440								0301	Азот (IV) оксид	0,0854	209,239	0,1810	2027
0304																						Азот (II) оксид	0,0139	33,983	0,0294	2027	
0328																						Углерод (Сажа)	0,0059	14,456	0,0125	2027	
0330																						Сера диоксид	0,1388	340,074	0,2940	2027	
0337																						Углерод оксид	0,3280	803,633	0,6960	2027	
0301																						Азот (IV) оксид	0,0854	209,239	0,1810	2027	
0304																						Азот (II) оксид	0,0139	33,983	0,0294	2027	



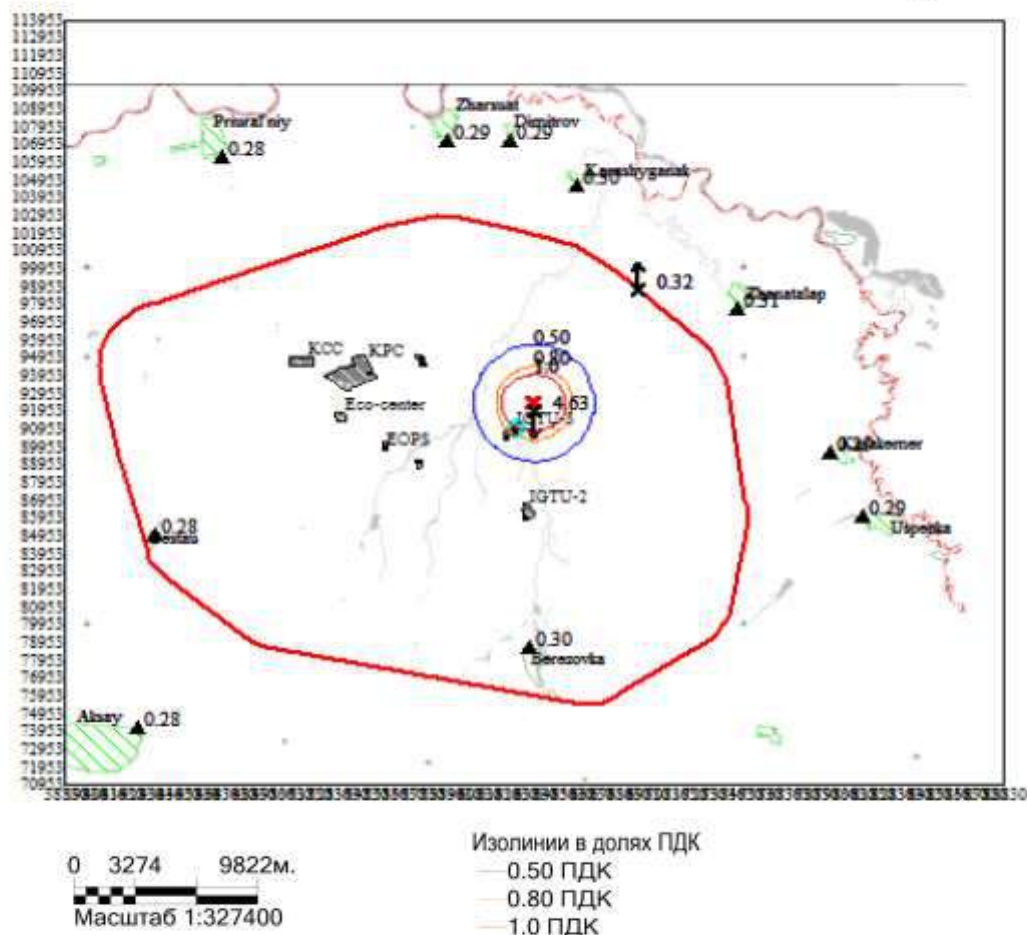
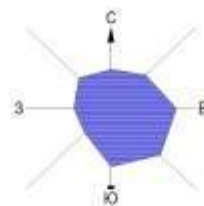
		Tioga 4 MM BTU																	0328	Углерод (Сажа)	0,0059	14,456	0,0125	2027
																			0330	Сера диоксид	0,1388	340,074	0,2940	2027
																			0337	Углерод оксид	0,3280	803,633	0,6960	2027
002		Паровой котел		1	589	труба	1	0008	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92443				0301	Азот (IV) оксид	0,1556	953,09	0,3260	2027
		Holman																	0304	Азот (II) оксид	0,0253	154,969	0,0530	2027
																			0328	Углерод (Сажа)	0,0108	65,846	0,0225	2027
																			0330	Сера диоксид	0,2530	1549,69	0,5300	2027
002		Паровой котел		1	589	труба	1	0009	5	0,35	7,35	0,7071545	200	63805	92438				0337	Углерод оксид	0,5980	3662,903	1,2520	2027
																			0301	Азот (IV) оксид	0,1556	953,09	0,3260	2027
		Holman (рез)																	0304	Азот (II) оксид	0,0253	154,969	0,0530	2027
																			0328	Углерод (Сажа)	0,0108	65,846	0,0225	2027
																			0330	Сера диоксид	0,2530	1549,69	0,5300	2027
002		Топливная емкость		1	360	емкость	1	0010	2	0,05	1,41	0,0027685	200	63760	92450				0337	Углерод оксид	0,5980	3662,903	1,2520	2027
																			0333	Сероводород	0,00001	7,635	0,000002	2027
002		Топливная емкость		1	360	емкость	1	0011	2	0,05	1,41	0,0027685	200	63760	92447				2754	Алканы C12-19	0,0044	2722,345	0,0007	2027
																			0333	Сероводород	0,00001	7,635	0,000002	2027
002		ГФУ		1	24	ГФУ	1	0015	21,7	5,379	26,52	604,2326020	1691,7	63832	92494				2754	Алканы C12-19	0,0044	2722,345	0,0007	2027
																			0301	Азот (IV) оксид	30,3443	364,212	2,6217	2027
																			0304	Азот (II) оксид	4,9309	59,184	0,4260	2027
																			0328	Углерод (Сажа)	11,4297	138,464	0,9875	2027
																			0330	Сера диоксид	1076,0982	12871,835	92,9749	2027
																			0333	Сероводород	0,8779	10,499	0,0759	2027
																			0337	Углерод оксид	252,8691	3035,1	21,8479	2027
002		Насосы ГСМ		1	360	насос	2	6005	2				20	63765	92447	2	4		0410	Метан	6,3217	75,878	0,5462	2027
																			1715	Метантиол	0,0543	0,653	0,0047	2027
																			0333	Сероводород	0,0001		0,0001	2027
																			2754	Алканы C12-19	0,0222		0,0287	2027



ПРИЛОЖЕНИЕ 5
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ К БУРЕНИЮ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)

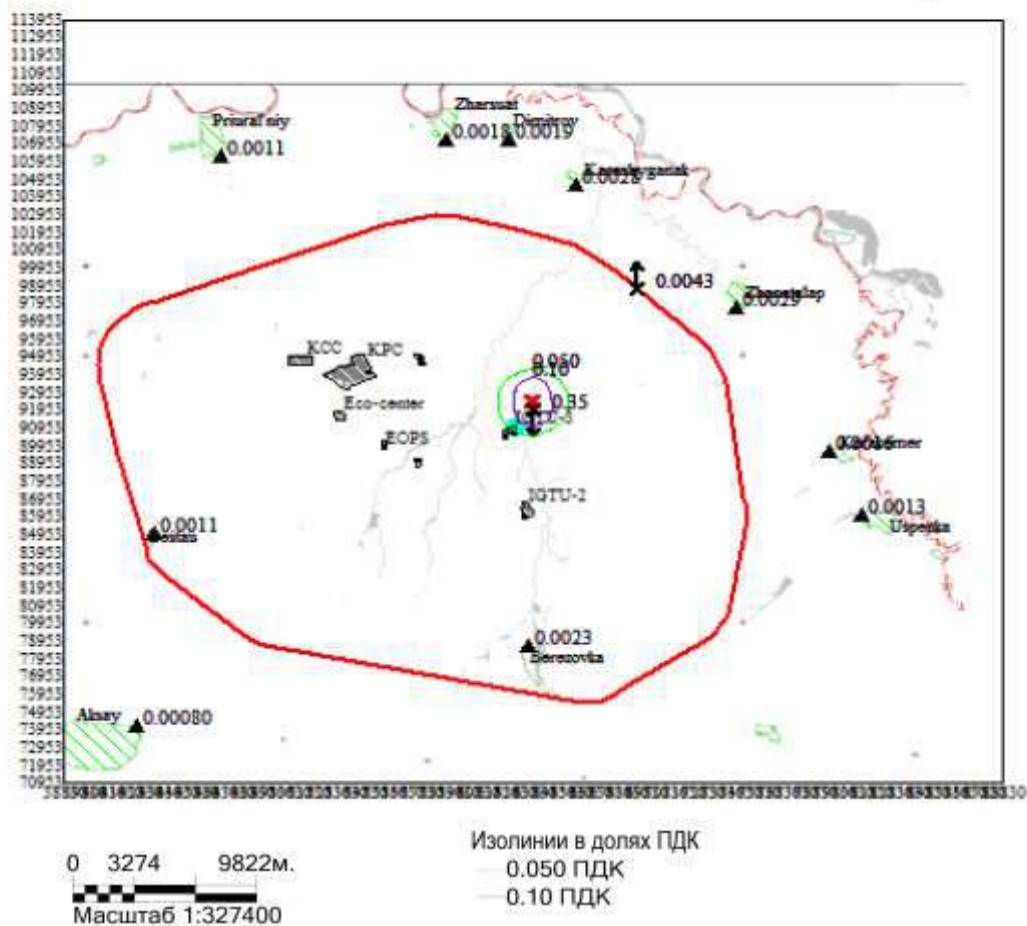
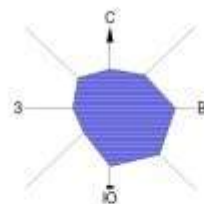


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



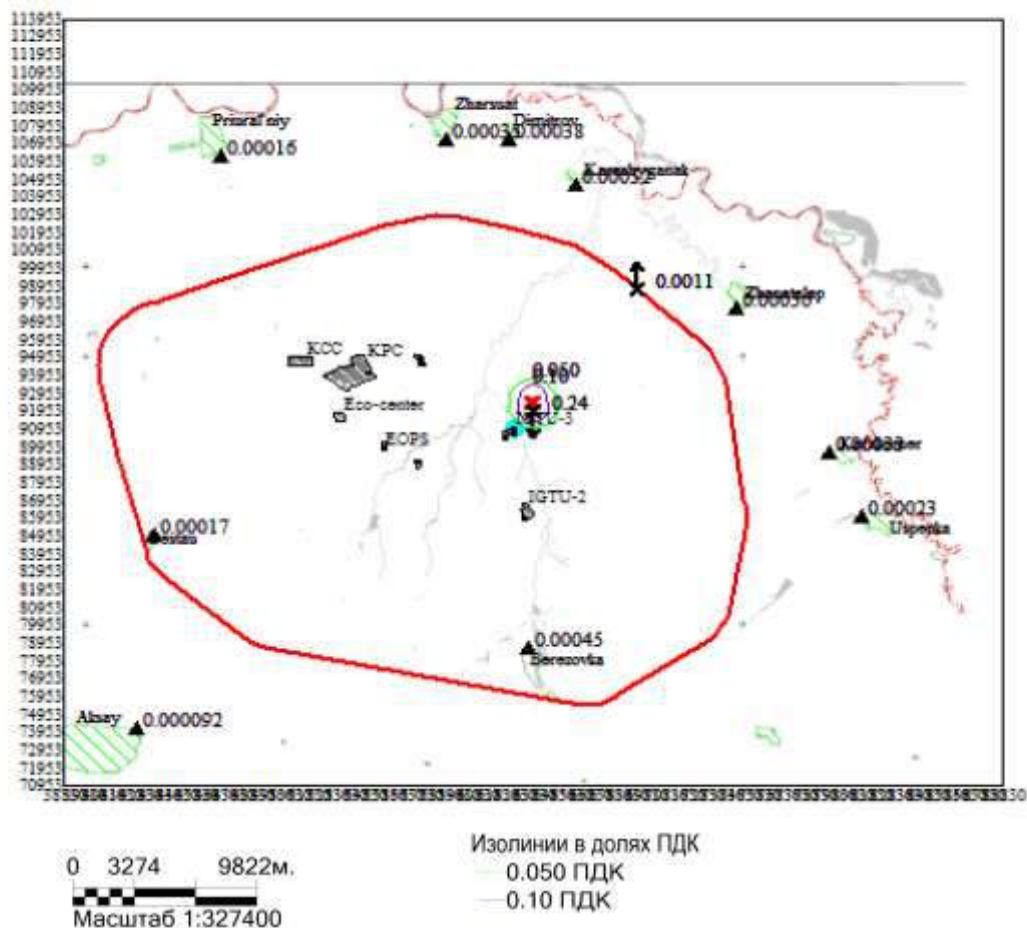
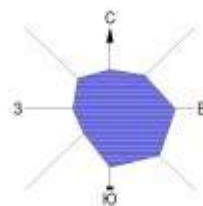
Макс концентрация 4.6262465 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Макс концентрация 0.3539549 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

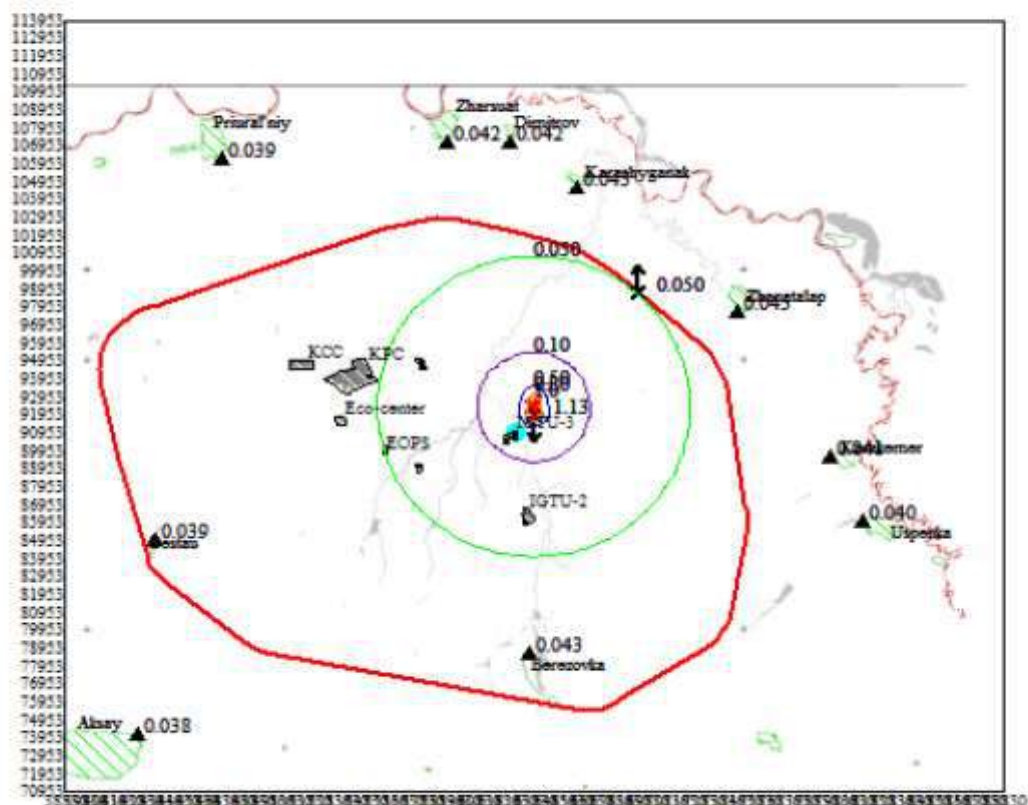
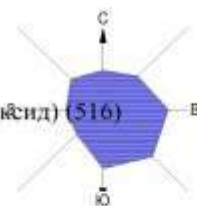


Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



0 3274 9822м.
Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК

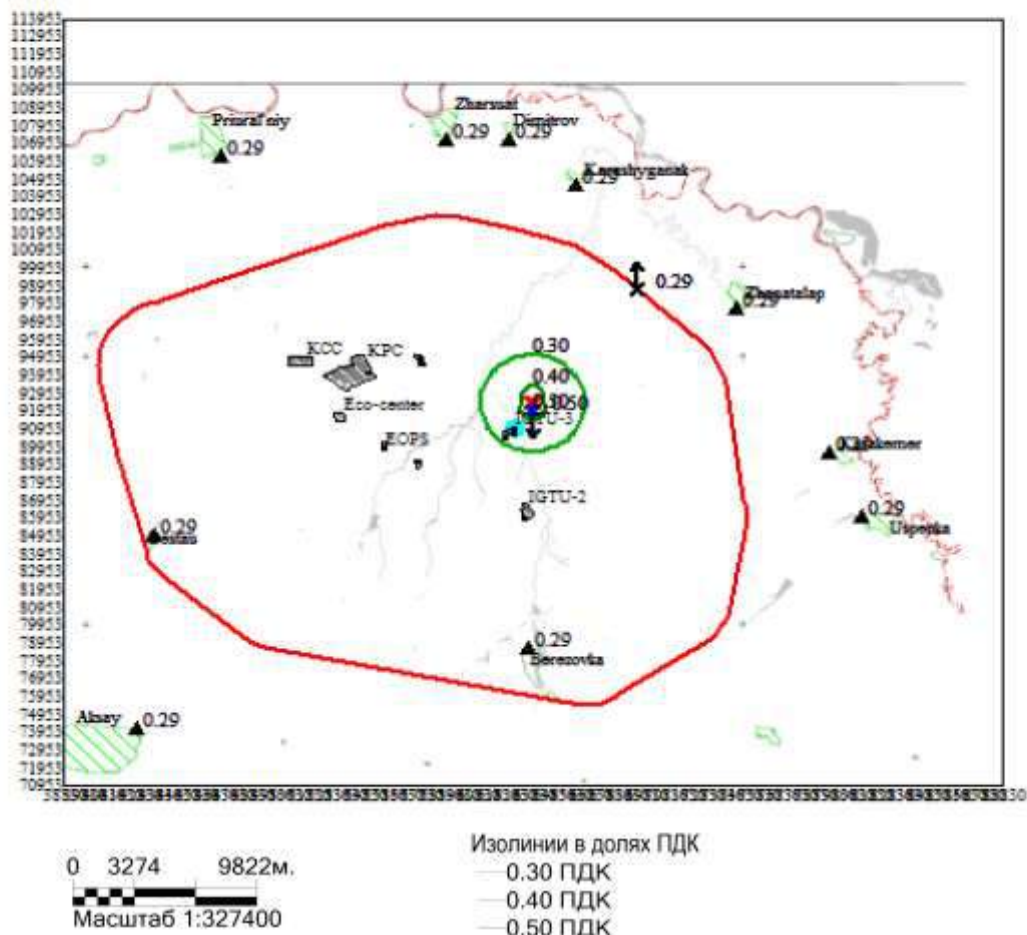
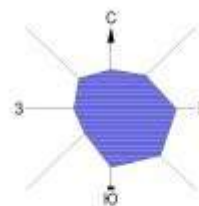
— 0.050 ПДК
— 0.10 ПДК
— 0.50 ПДК
— 0.80 ПДК
— 1.0 ПДК

Макс концентрация 1.1276515 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$

При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с

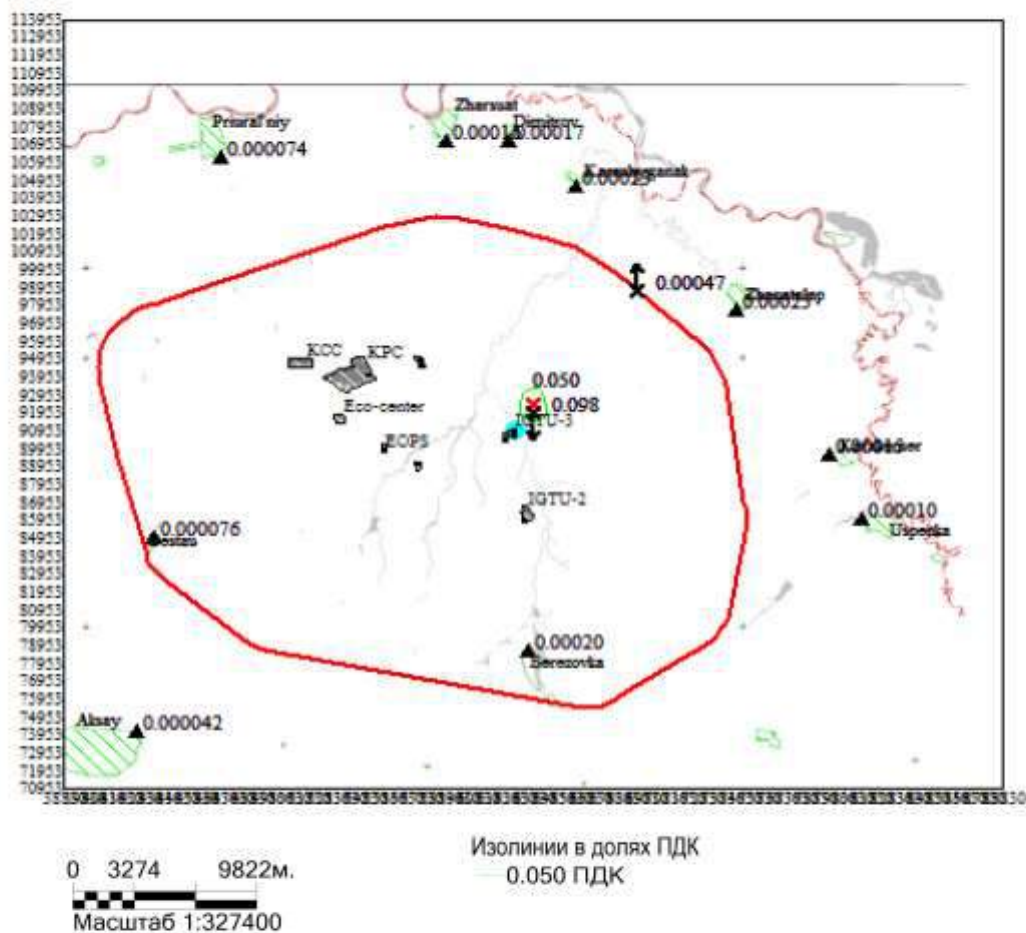
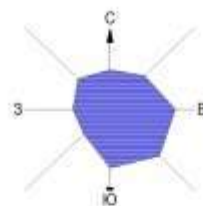
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



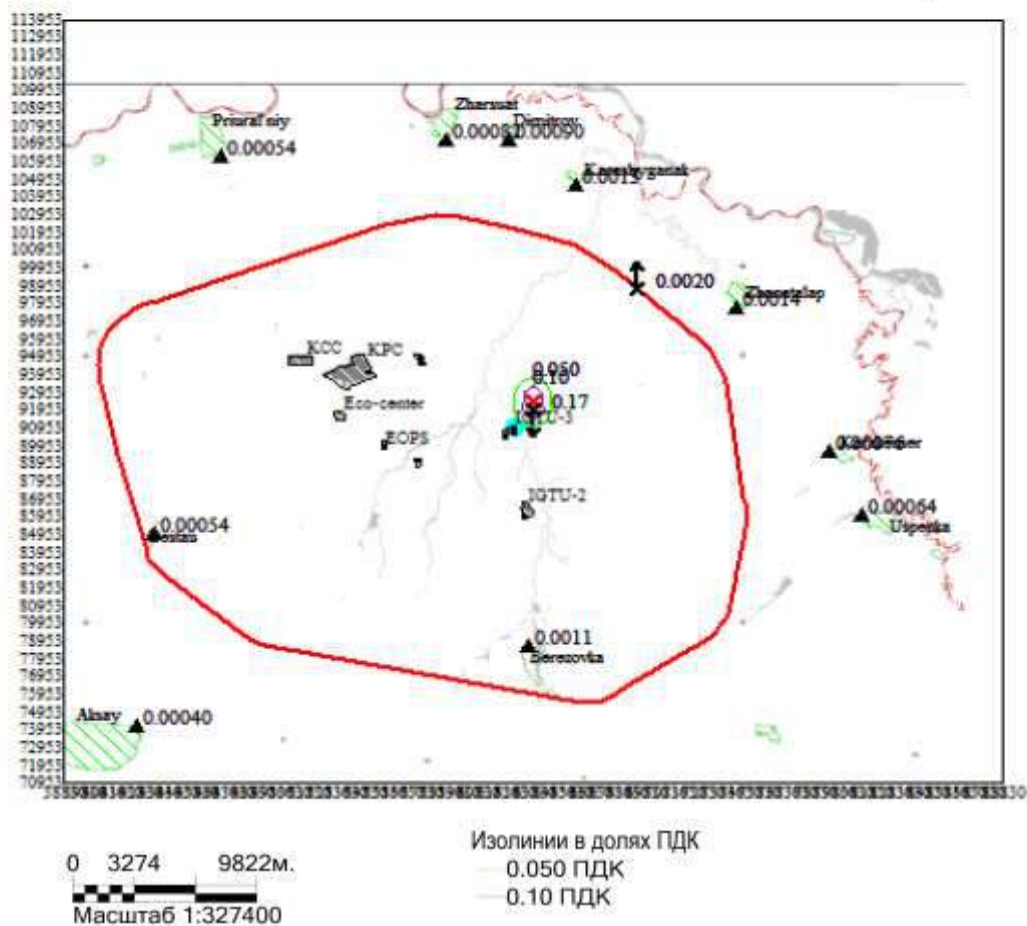
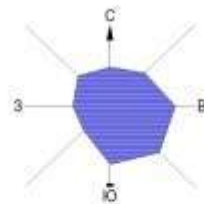
Макс концентрация 0.5041826 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Макс концентрация 0.0982405 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 1.45 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Макс концентрация 0.1674964 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

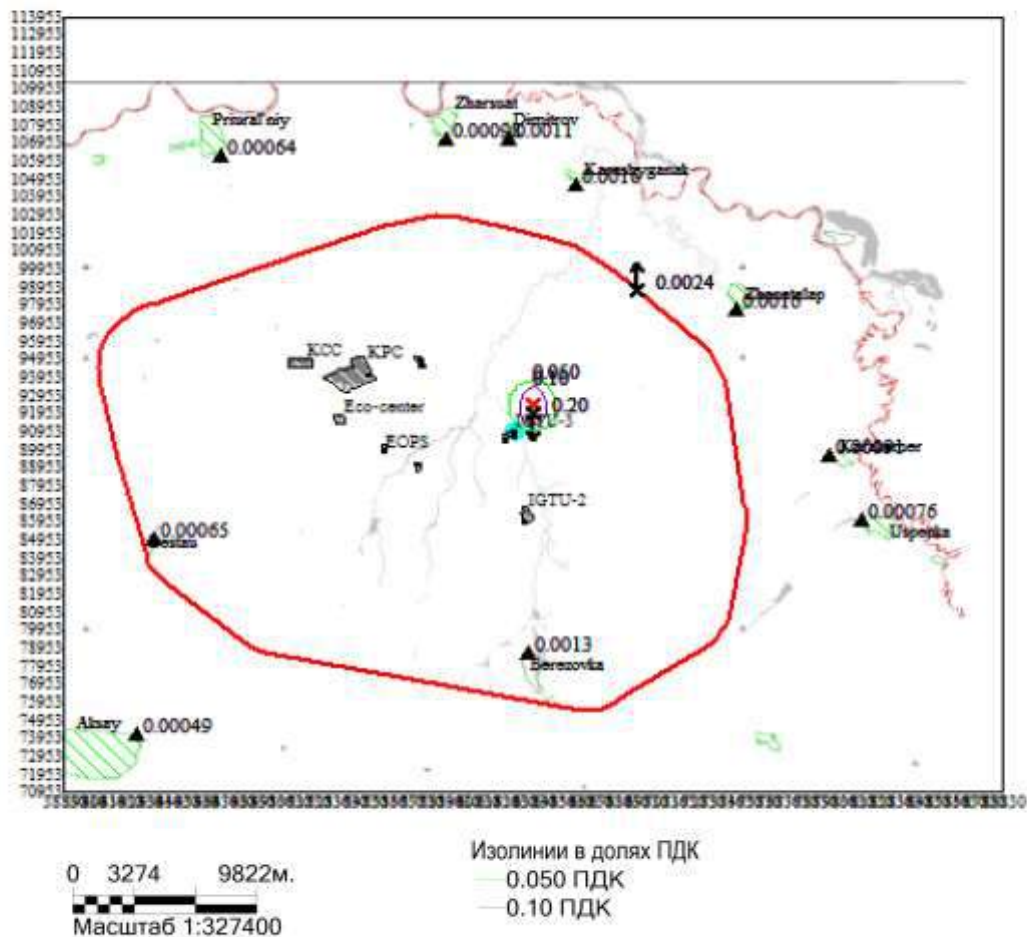
Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C));

Растворитель РПК-265П) (10)

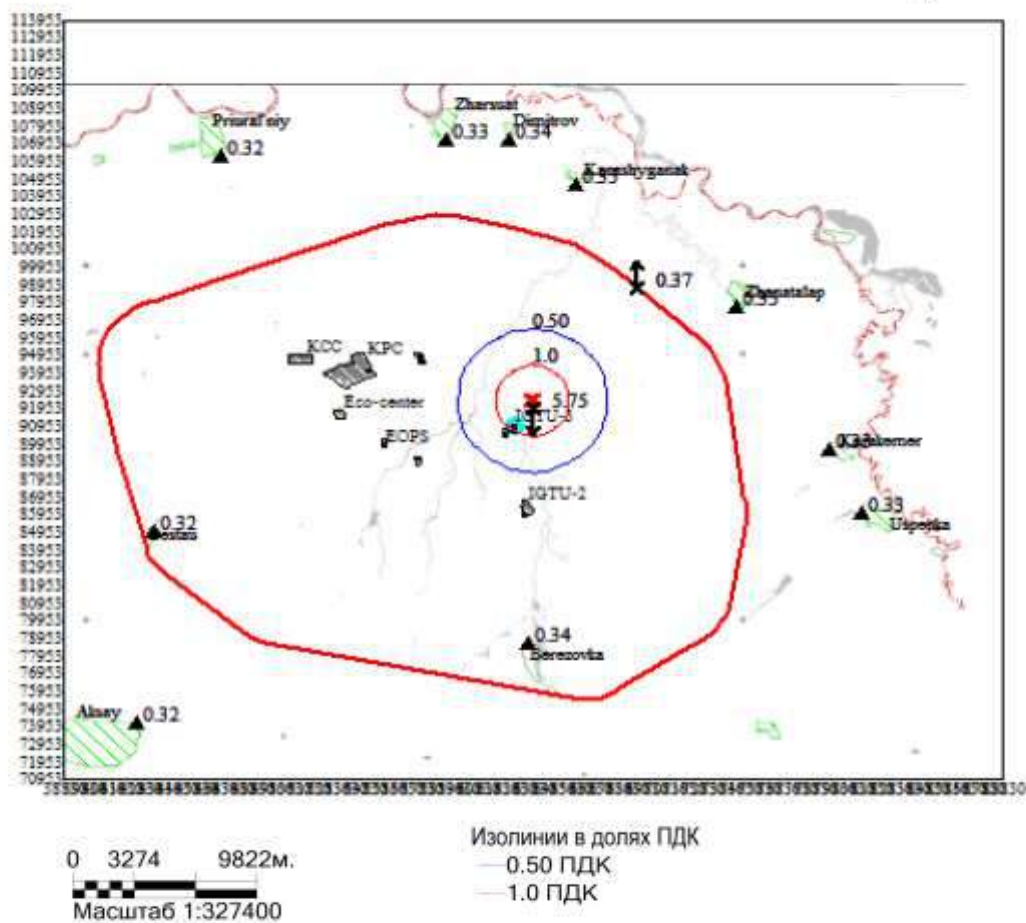
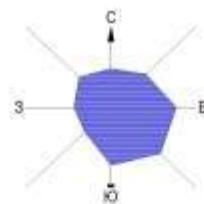


Макс концентрация 0,2010045 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$

При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м, шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882- подготовительные работы Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 31 0301+0330



Макс концентрация 5.7538977 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)

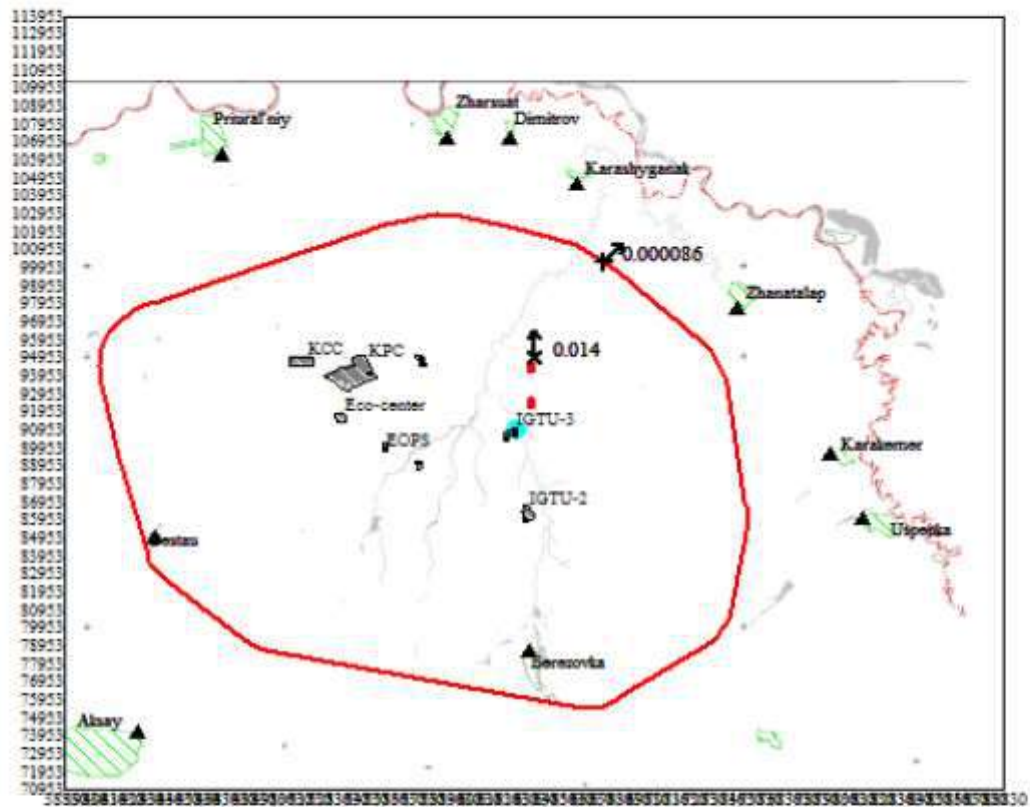


Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



0 3274 9822м.
Масштаб 1:327400

Изопинии в долях ПДК

Макс концентрация 0.0135903 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=94953$ При опасном направлении 188° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

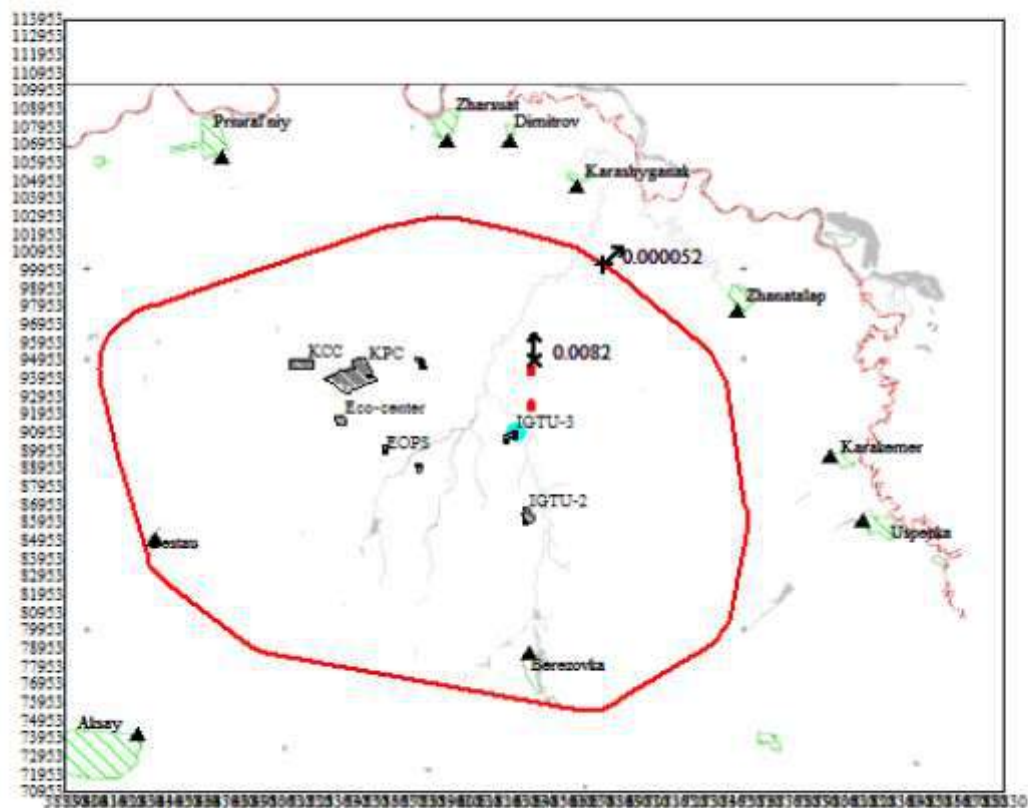
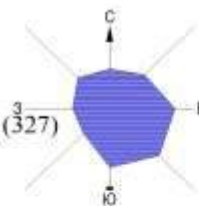
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



Изолинии в долях ПДК

0 3274 9822м.

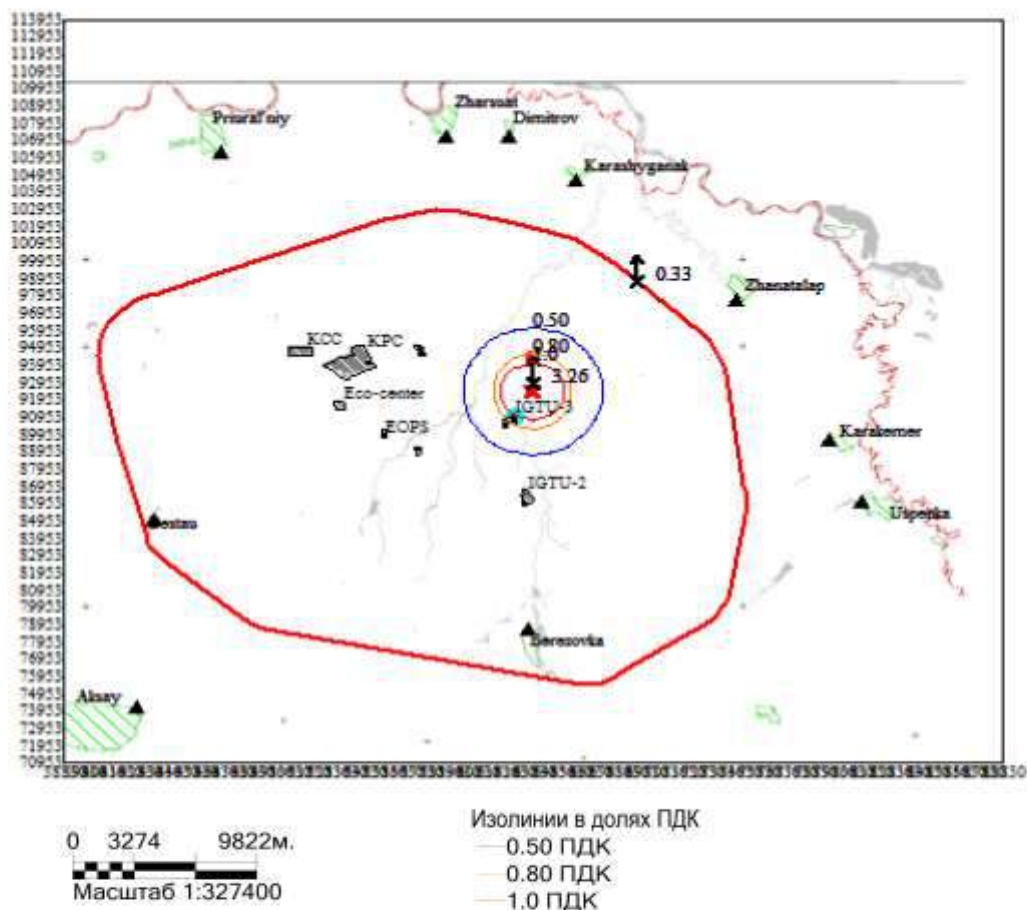
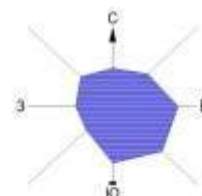
Масштаб 1:327400

Макс концентрация 0.0082108 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 94953$ При опасном направлении 188° и опасной скорости ветра 9 м/с

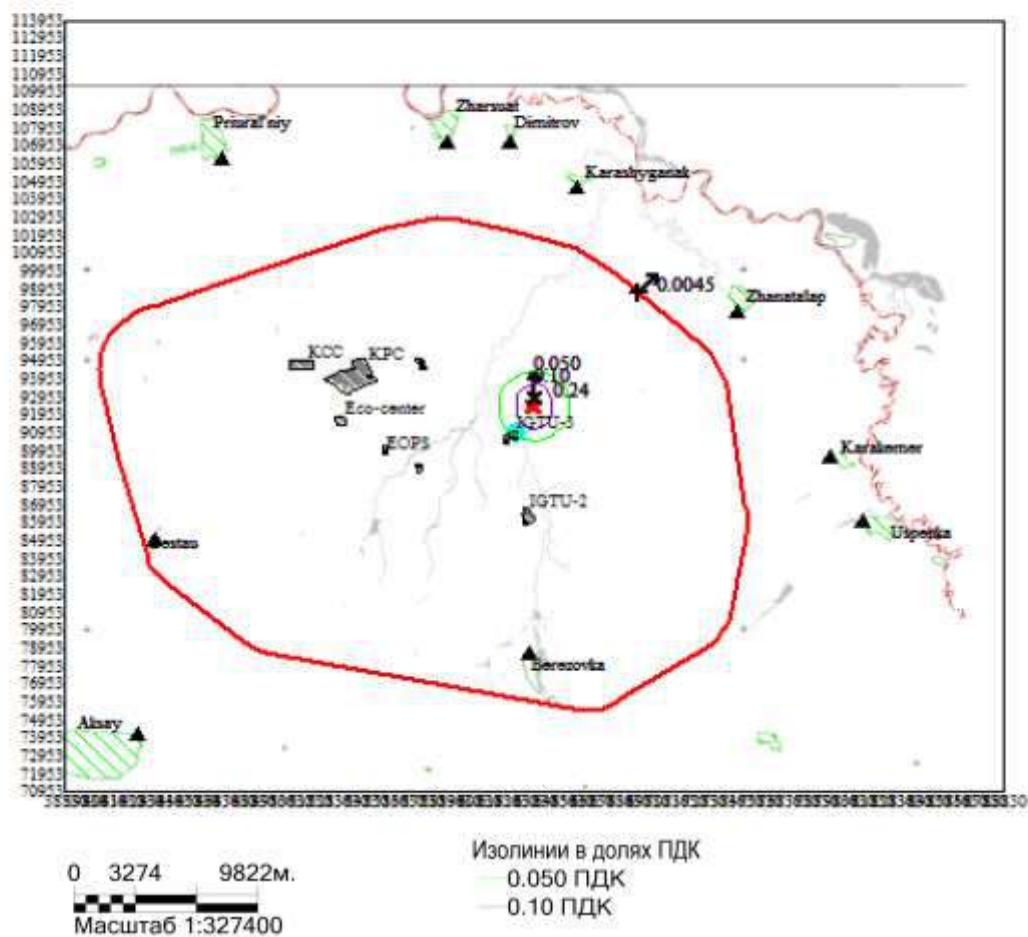
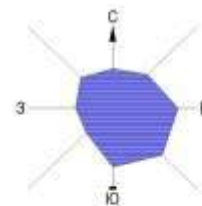
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

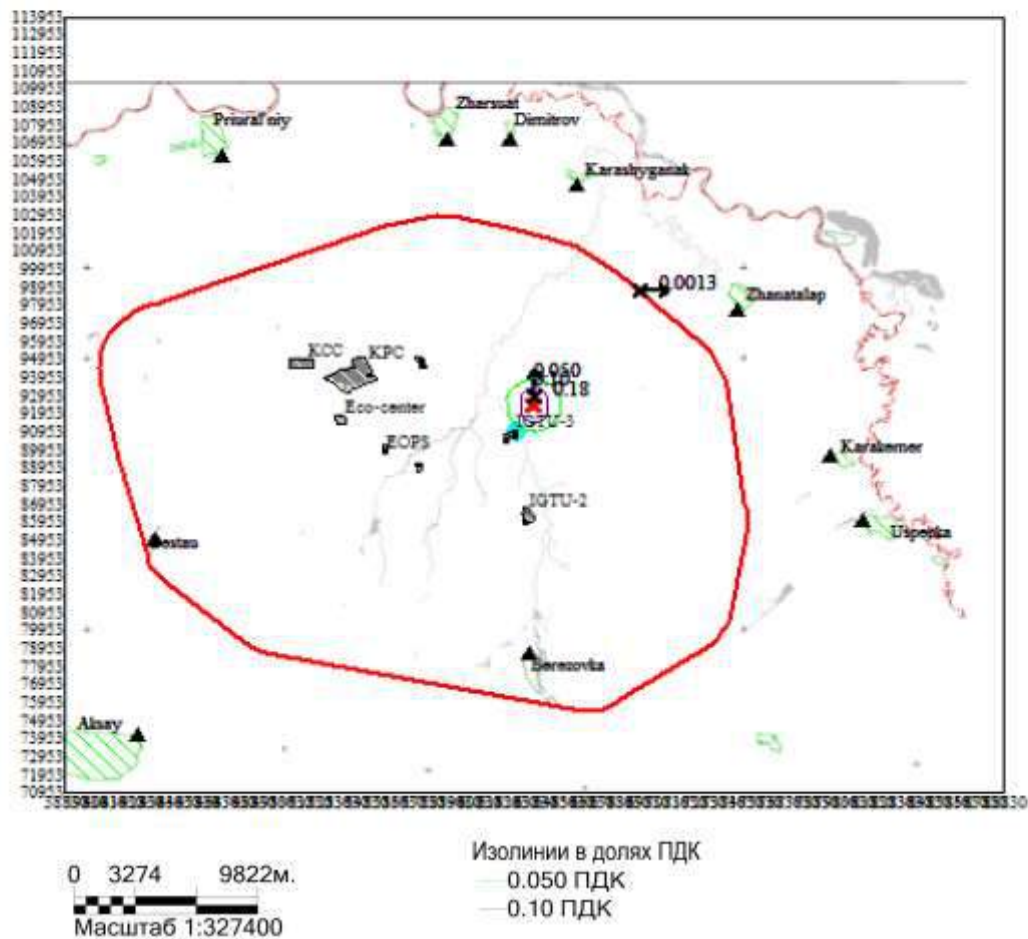
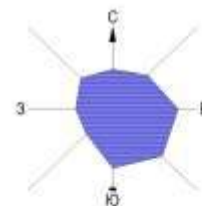


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Макс концентрация 0.2430225 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 182° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



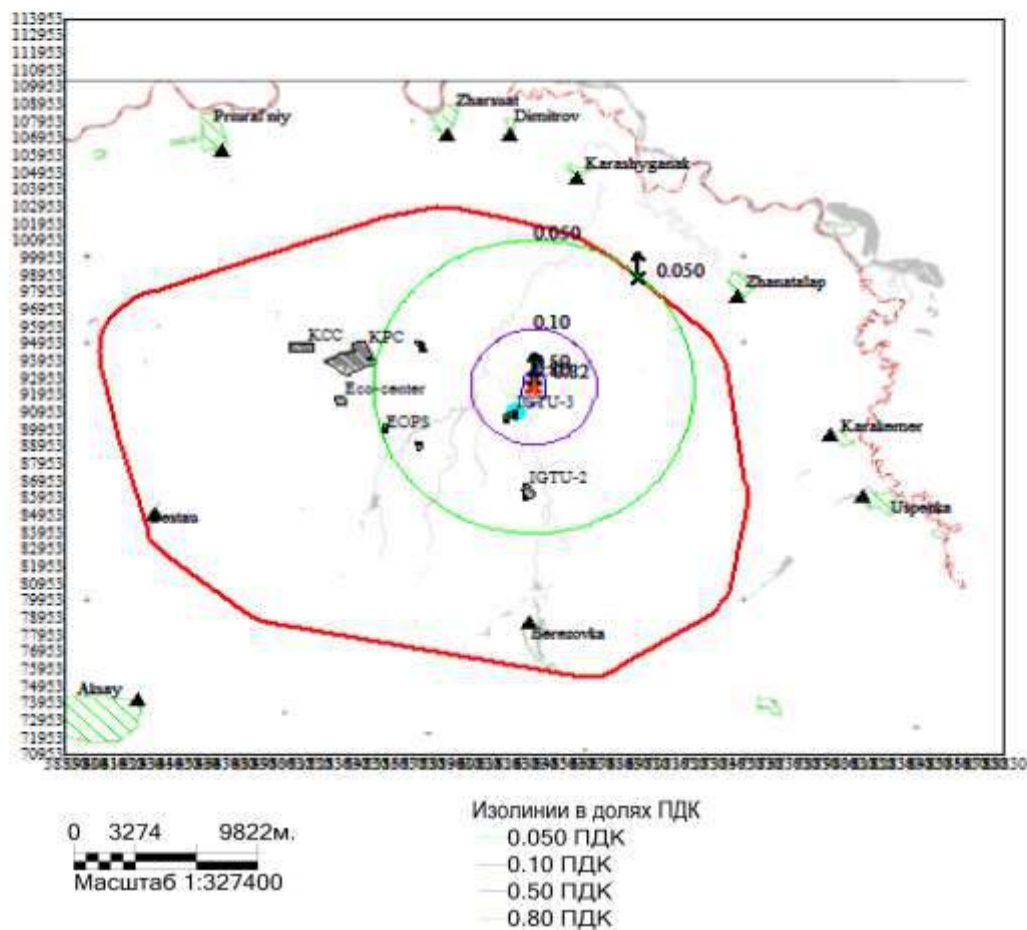
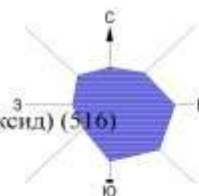
Макс концентрация 0.179146 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 5.4 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

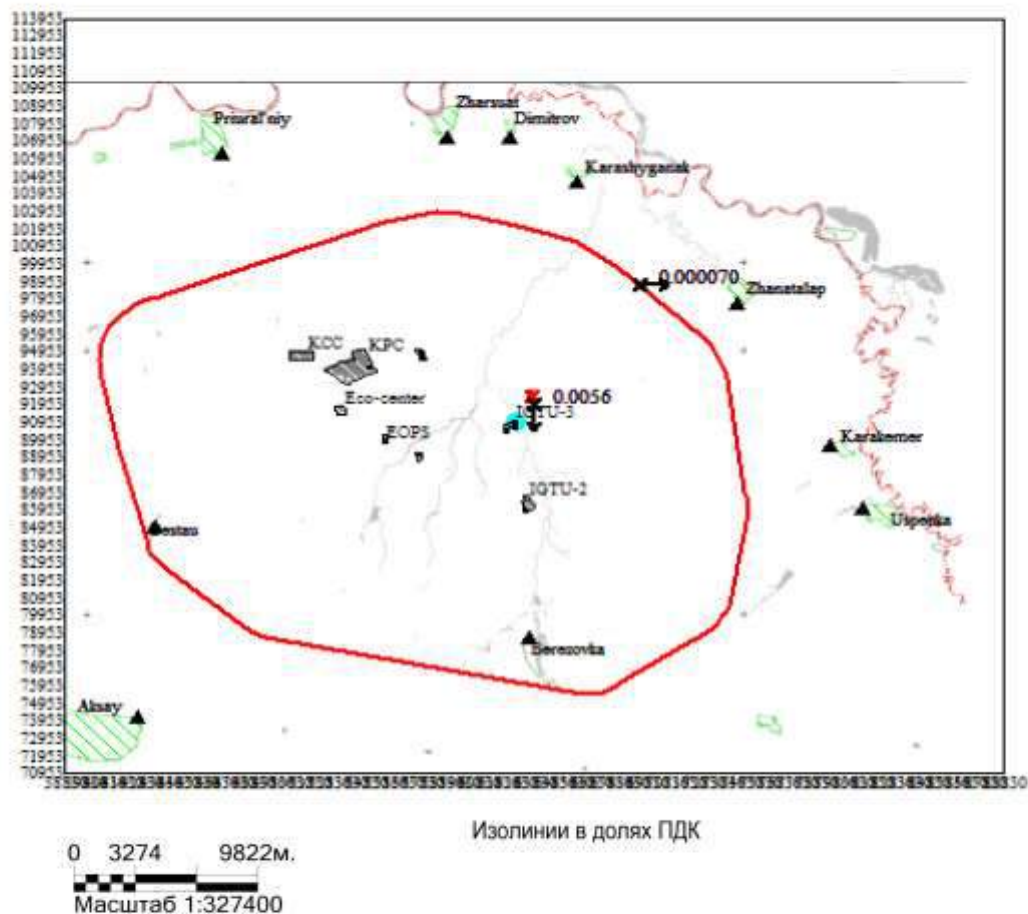
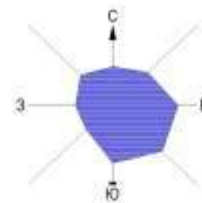


Макс концентрация 0.8166386 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$

При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



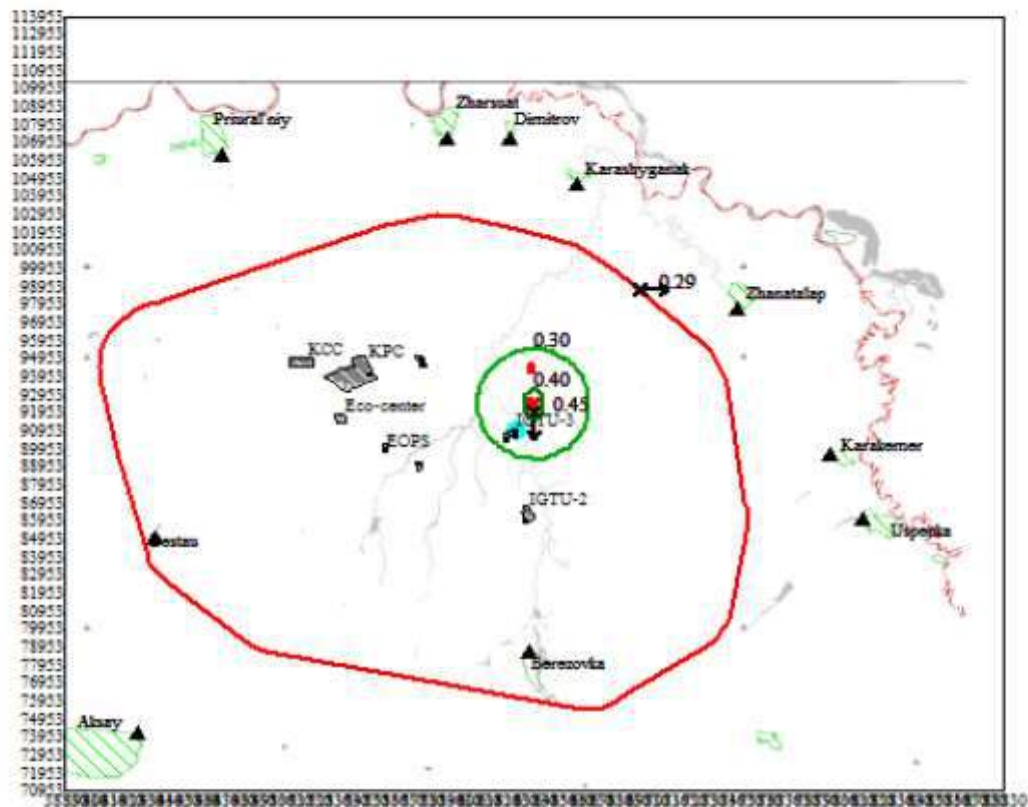
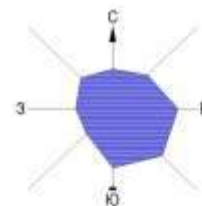
Макс концентрация 0.0056467 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 352° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



0 3274 9822м.
Масштаб 1:327400

Изопинии в долях ПДК
— 0.30 ПДК
— 0.40 ПДК

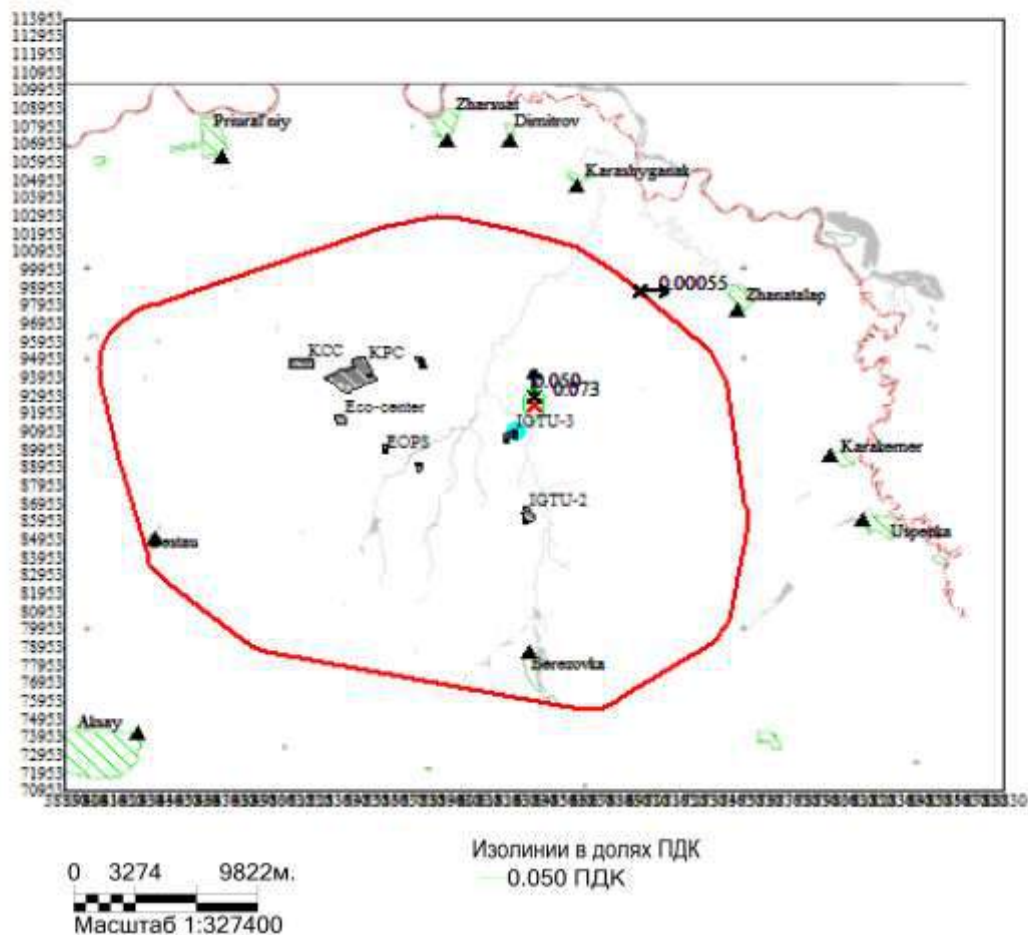
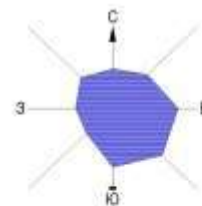
Макс концентрация 0.4470994 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$

При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

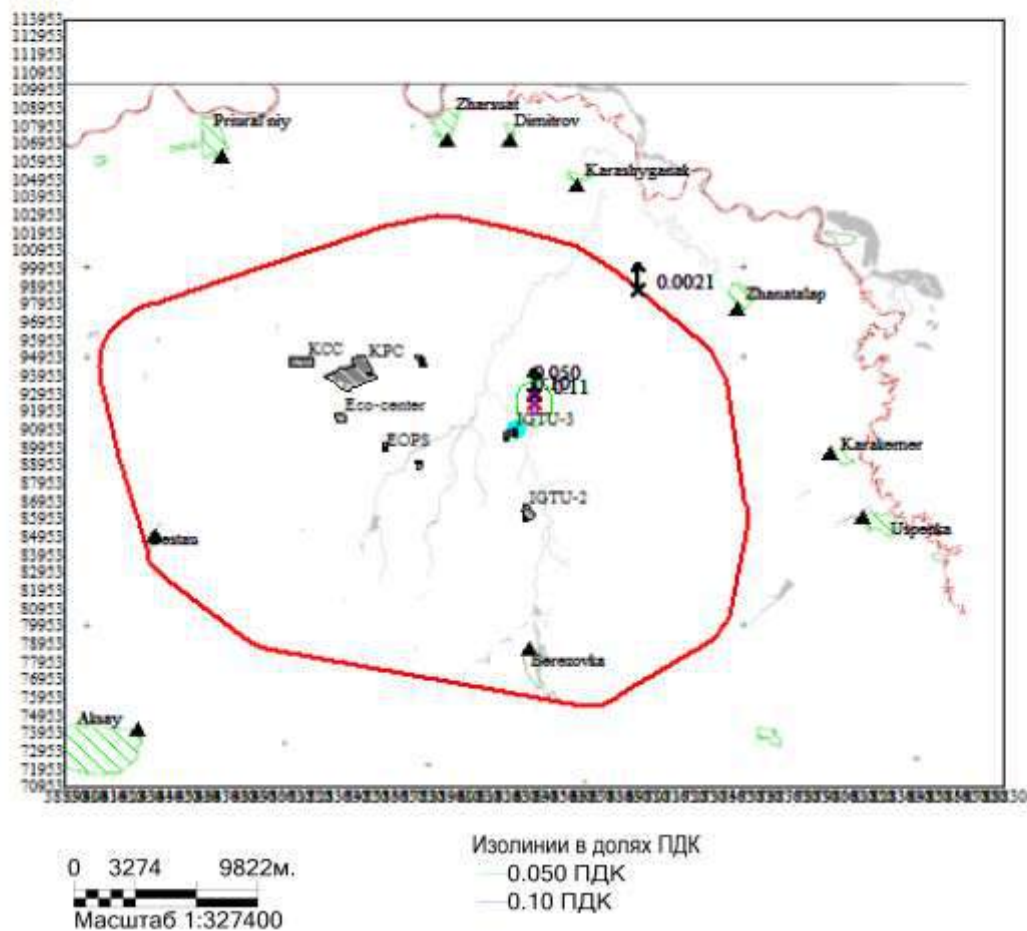
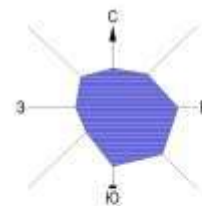
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Макс концентрация 0.0728525 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 182° и опасной скорости ветра 4.75 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

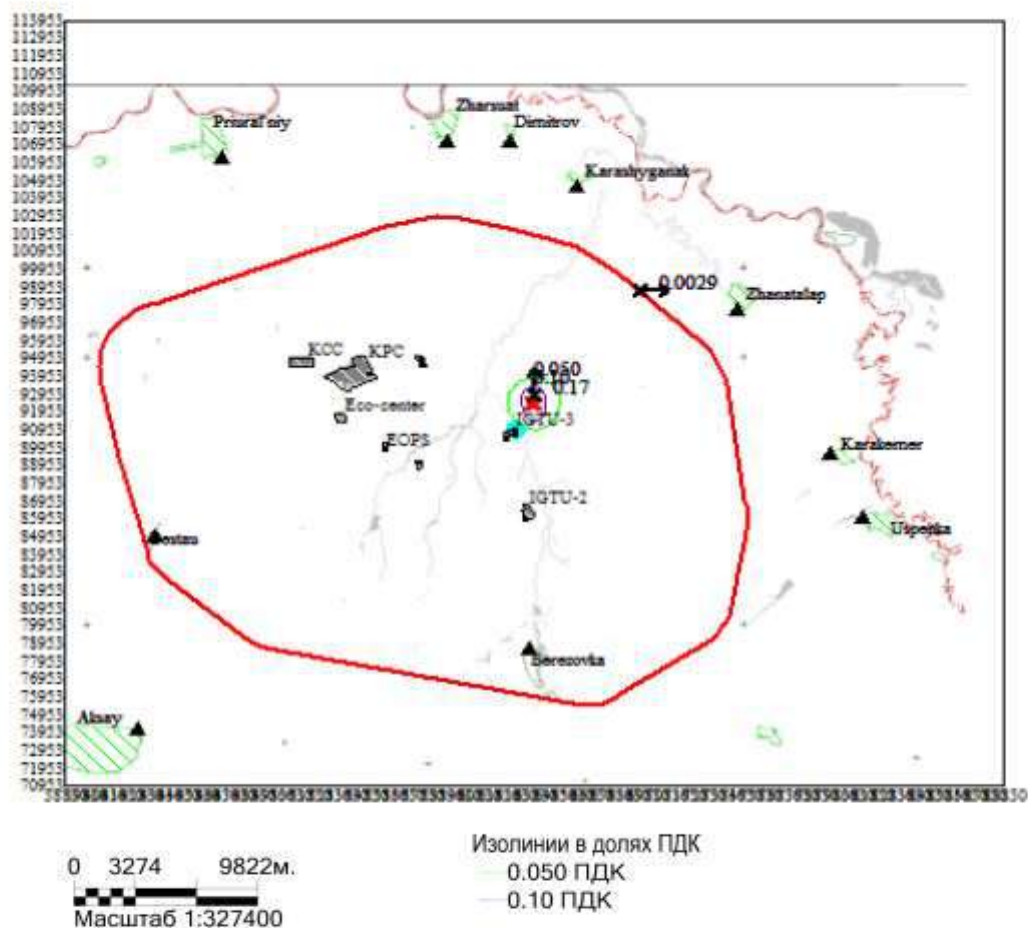
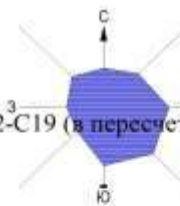


Макс концентрация 0.1122661 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 182° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

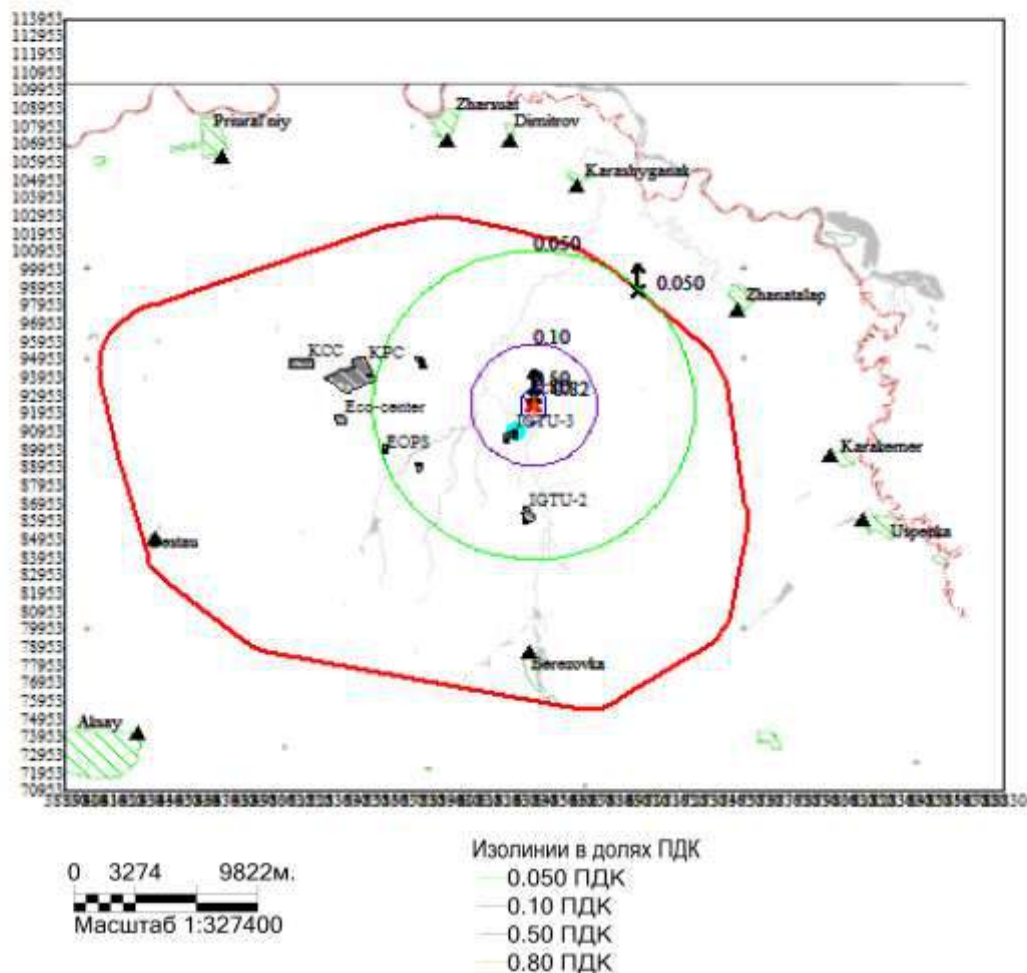
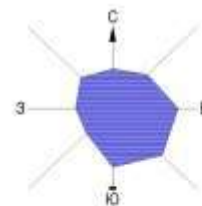
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);
Растворитель РПК-265П) (10)Макс концентрация 0.1686315 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$

При опасном направлении № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

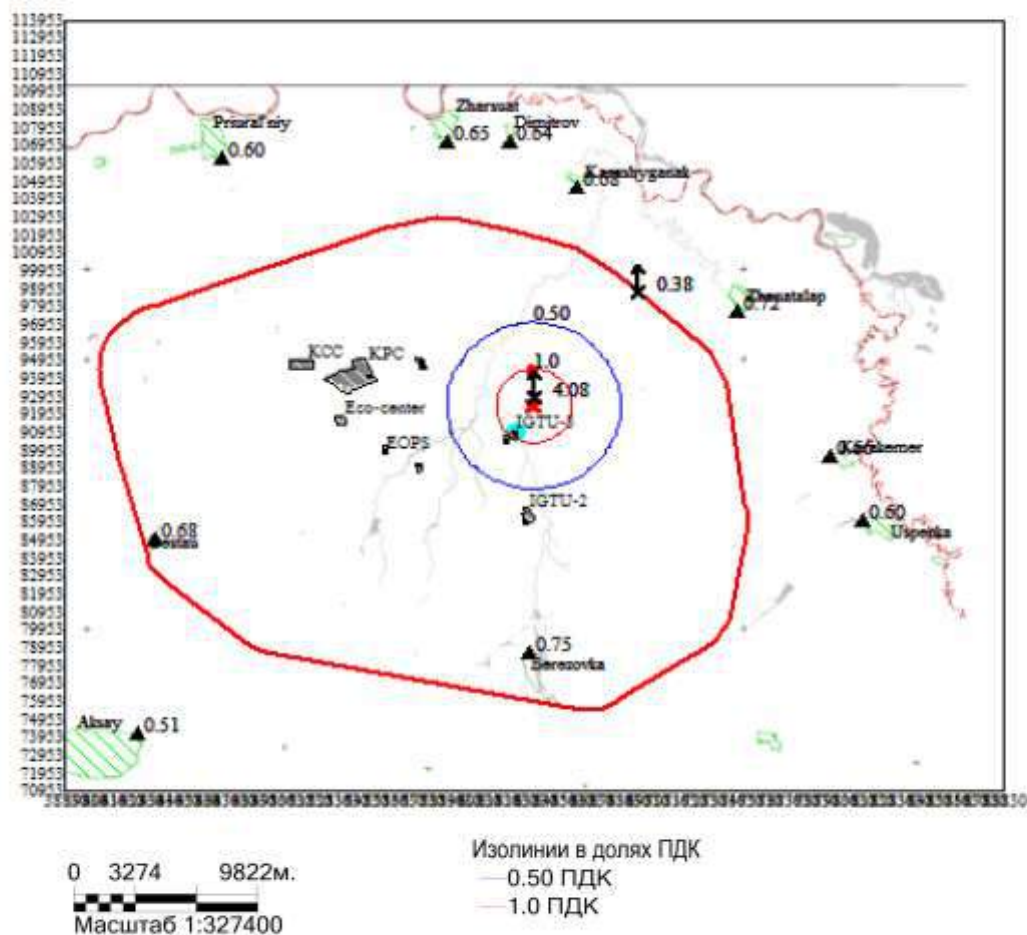
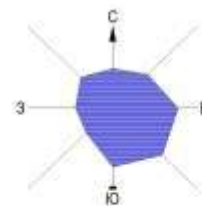
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 30 0330+0333

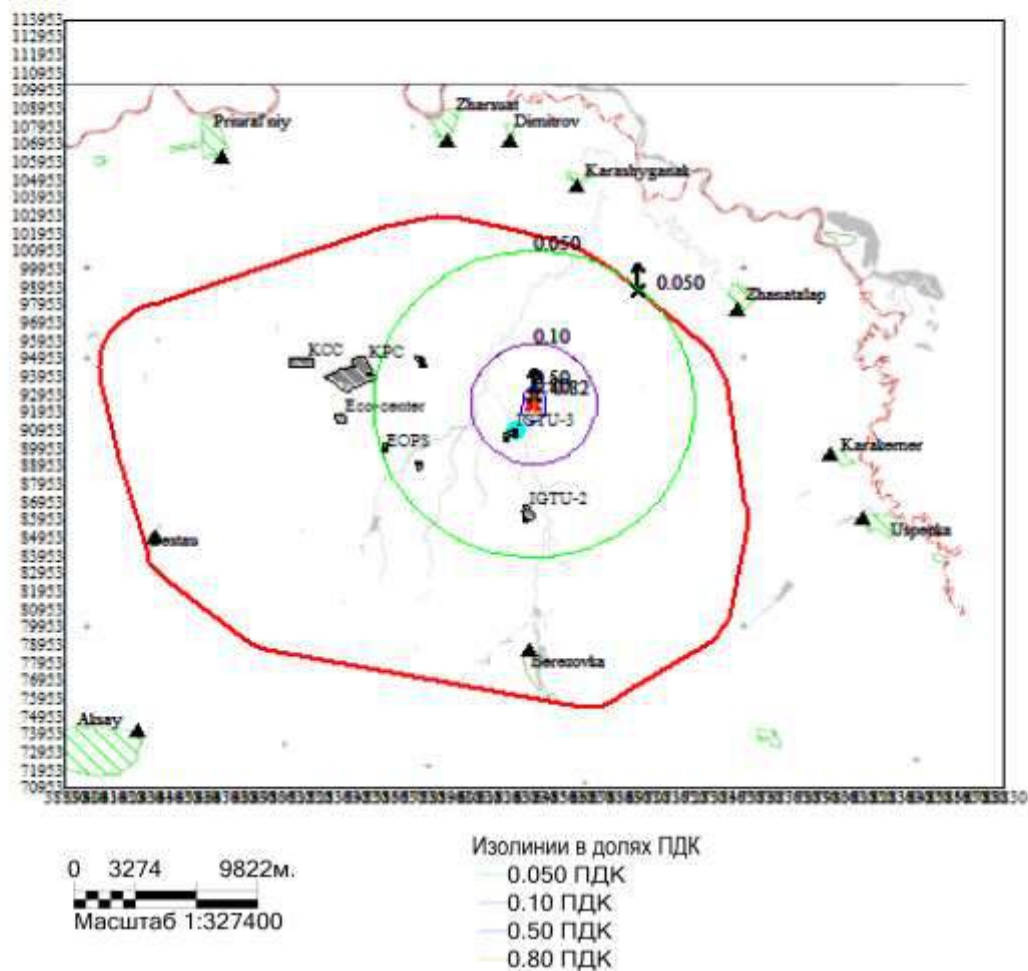
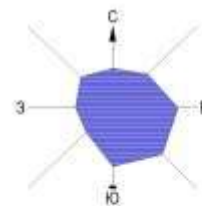


Макс концентрация 0.8206413 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 31 0301+0330

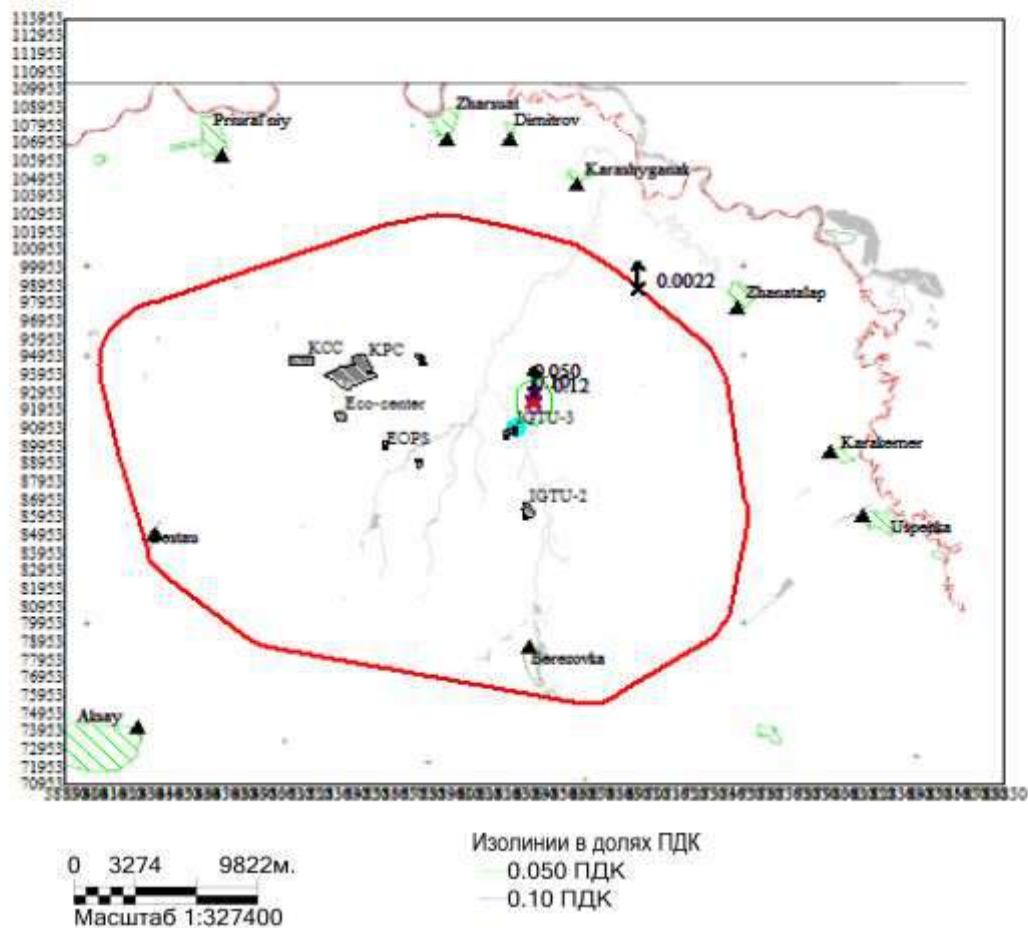
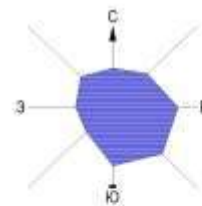


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 35 0330+0342



Макс концентрация 0.8167806 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Сквжина 9882 - бурение Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 39 0333+1325

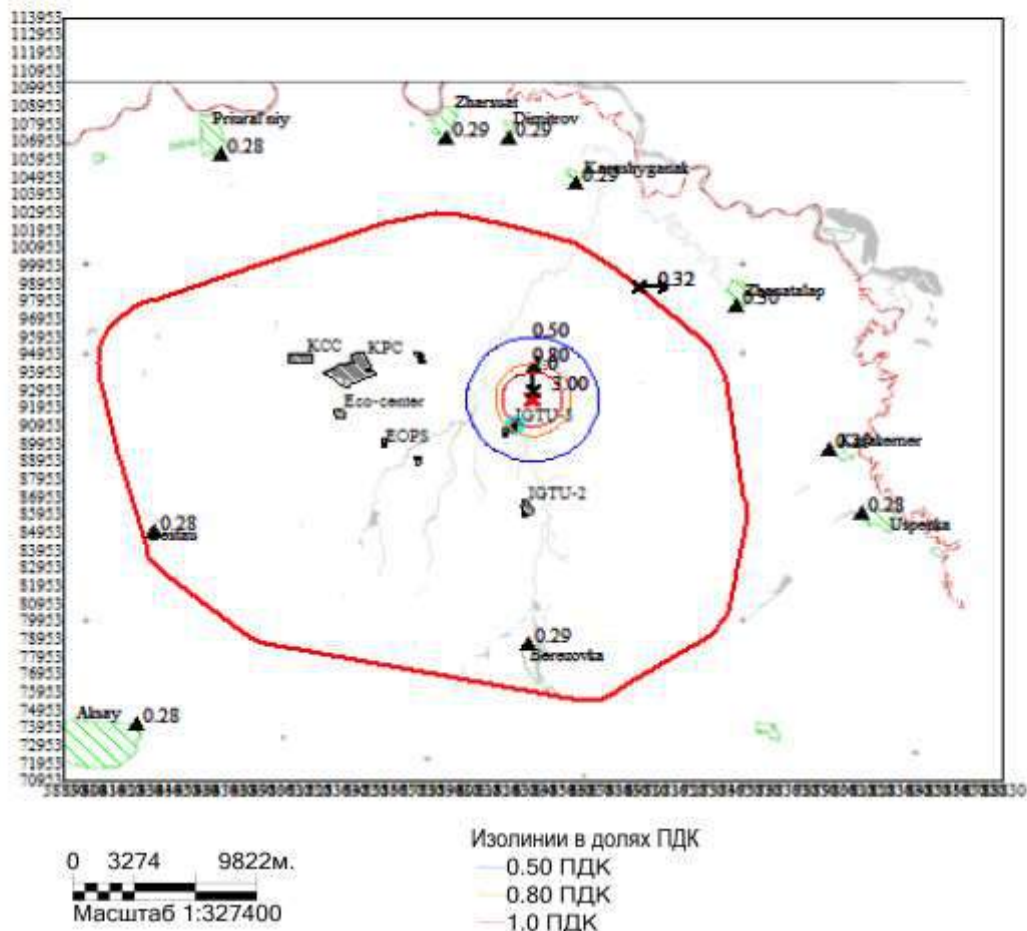
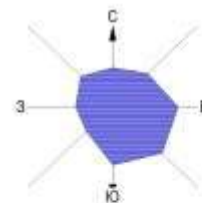


Макс концентрация 0.1157077 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 182° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД ИСПЫТАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)

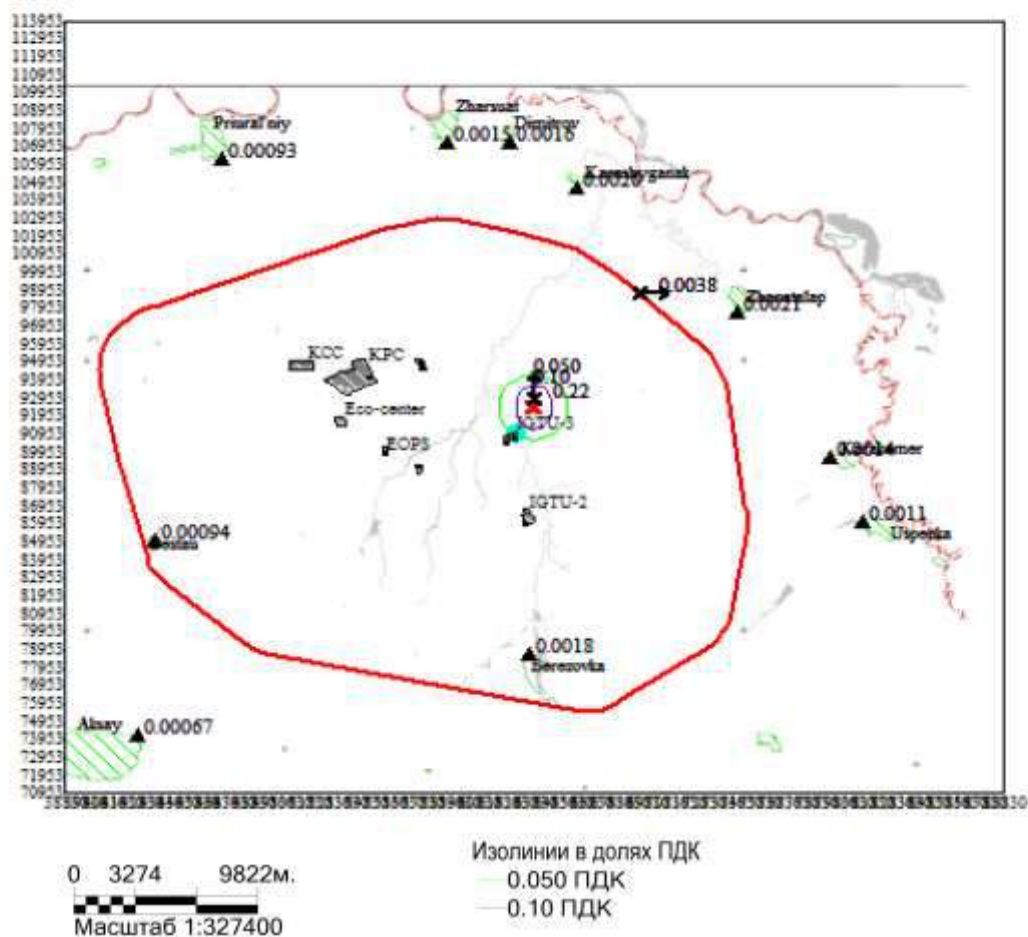
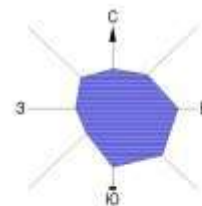


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



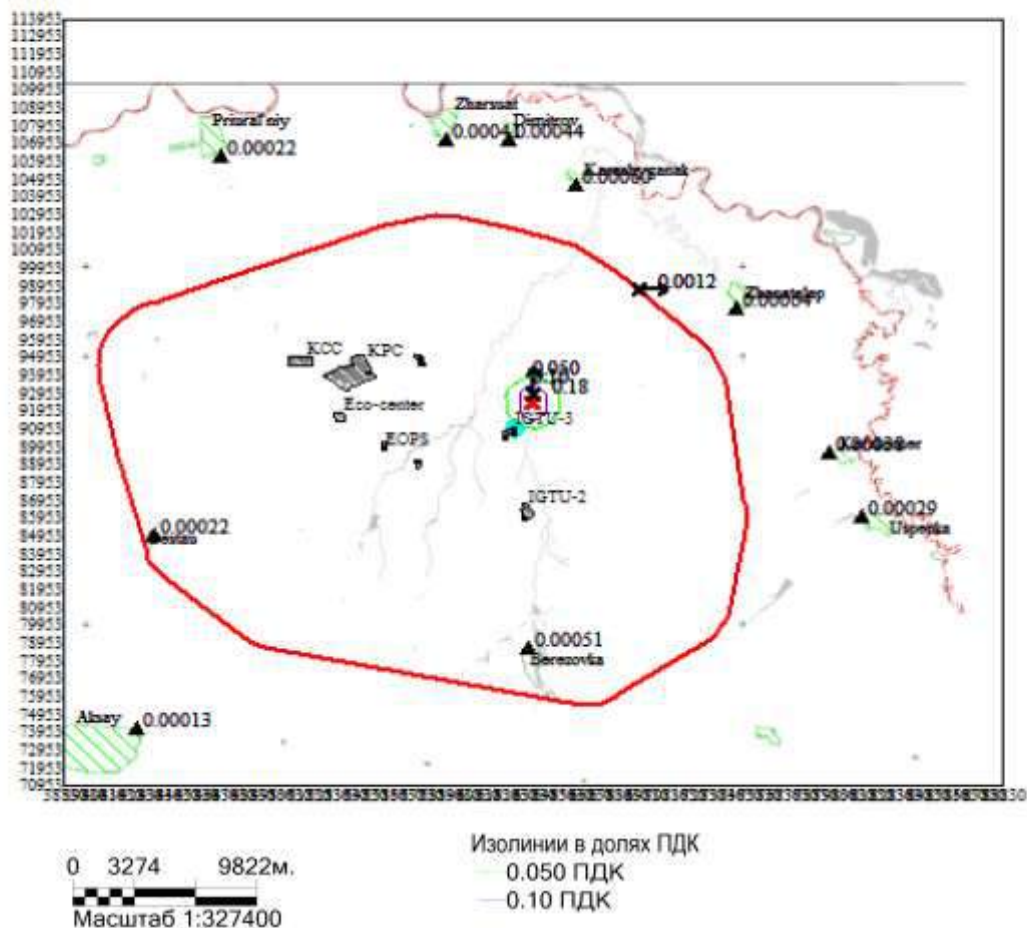
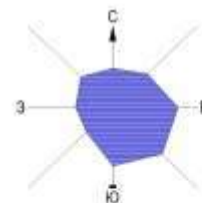
Макс концентрация 3.0008671 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Макс концентрация 0.2218931 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



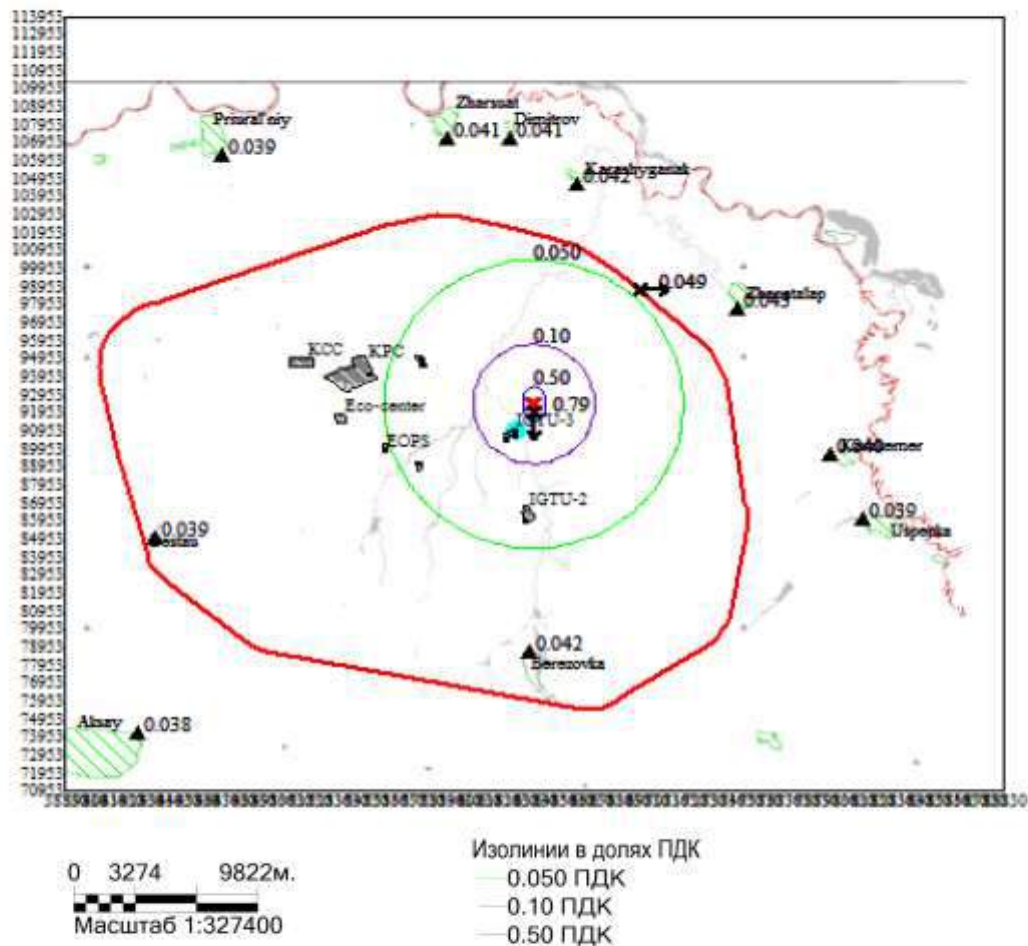
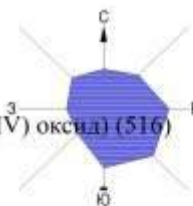
Макс концентрация 0.1754707 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 4.23 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

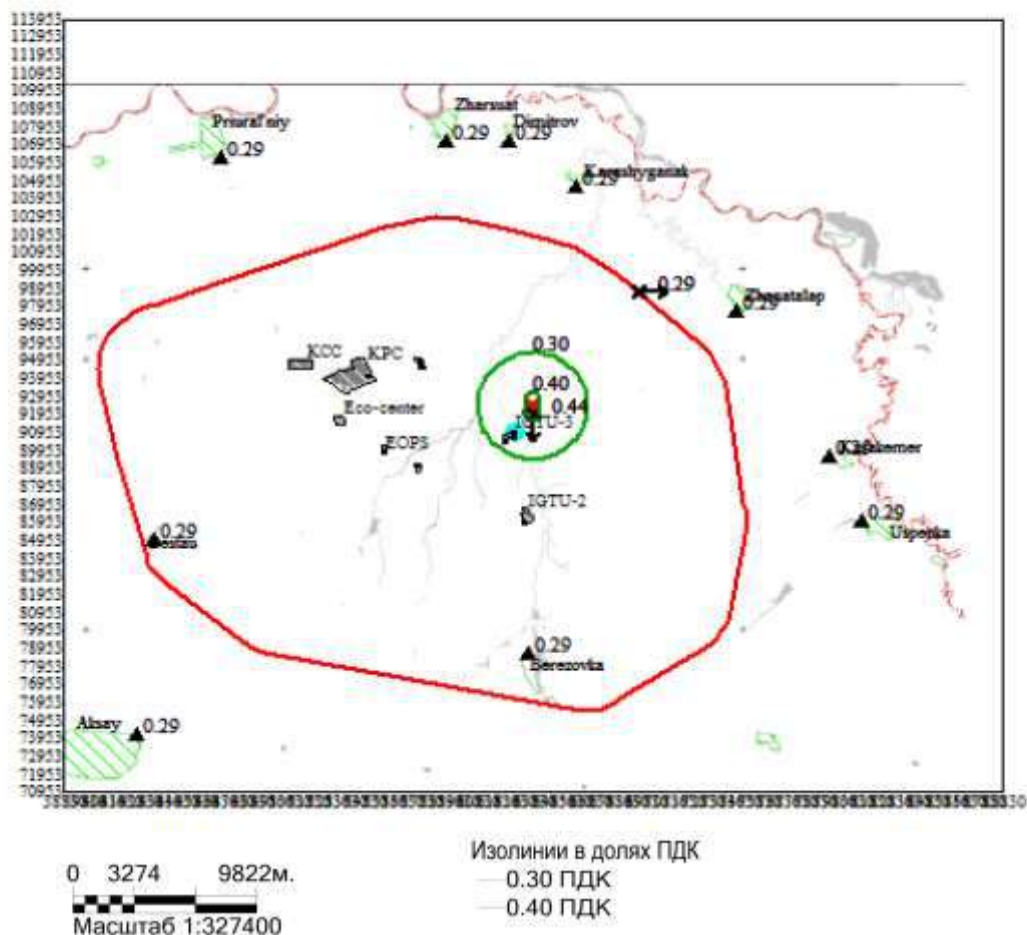
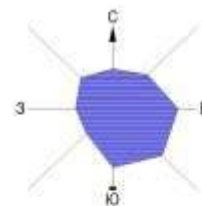
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Макс концентрация 0.7923248 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$ При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

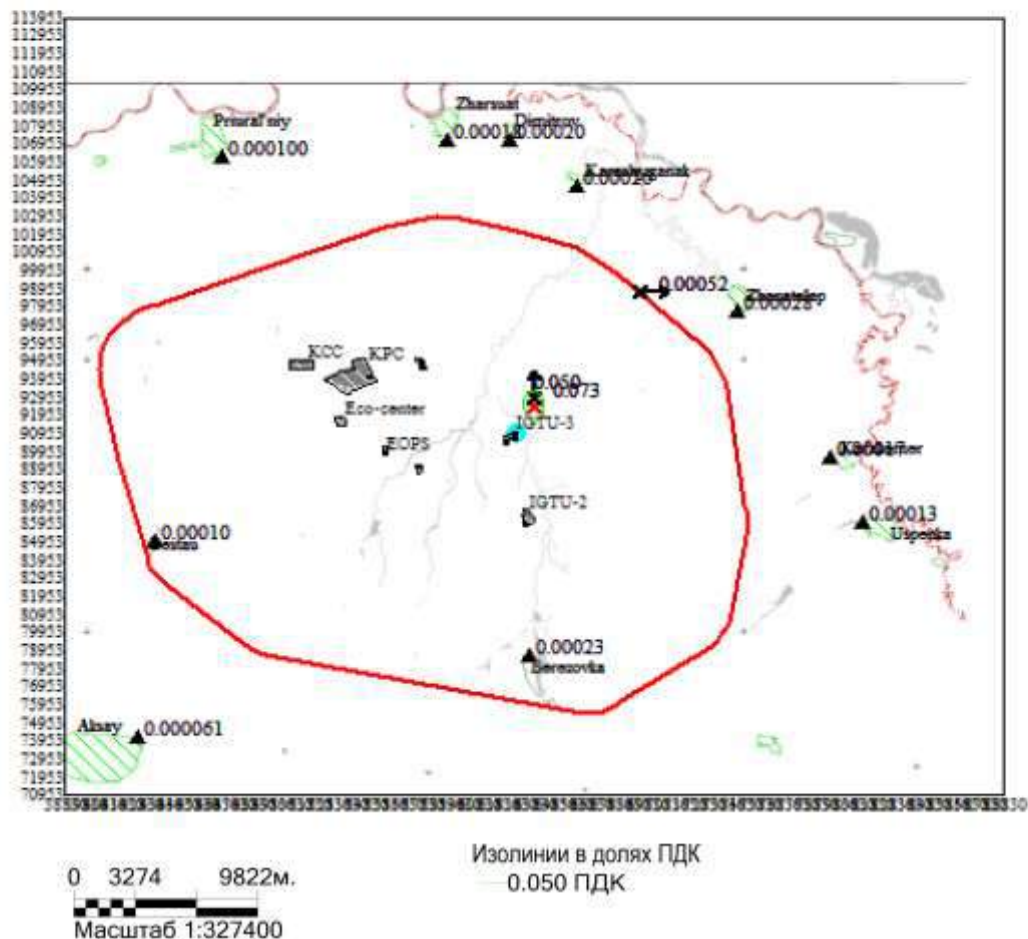
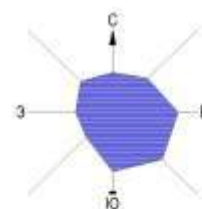
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



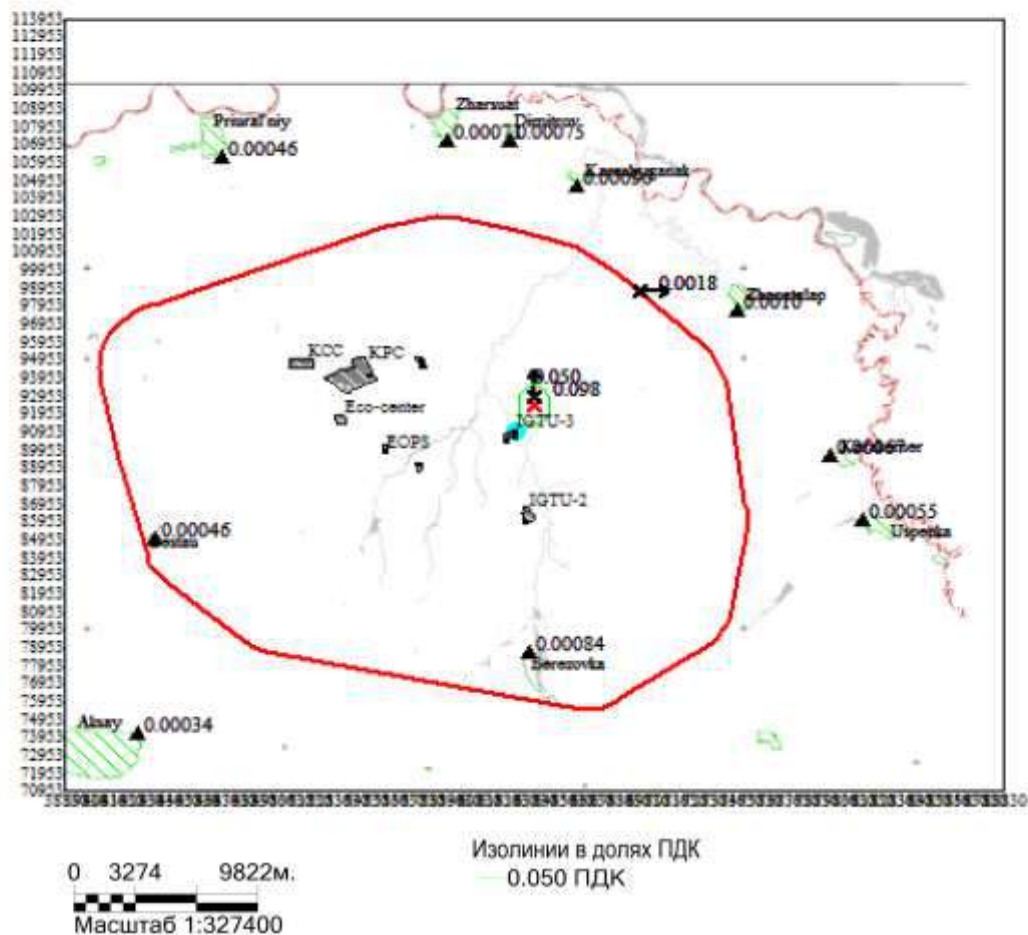
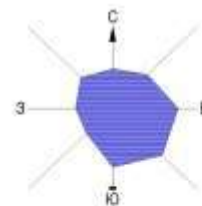
Макс концентрация 0.4415237 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



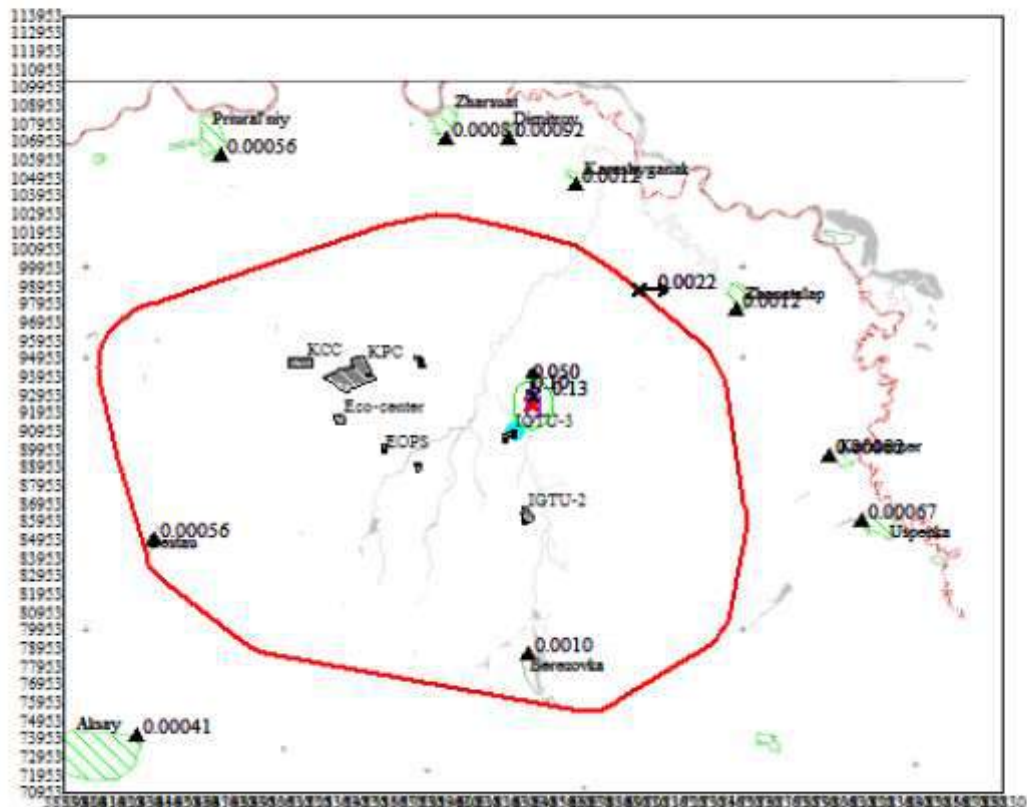
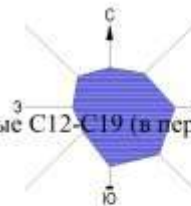
Макс концентрация 0.0726281 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 4.19 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Макс концентрация 0.0982751 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);
 Растворитель РПК-265П) (10)

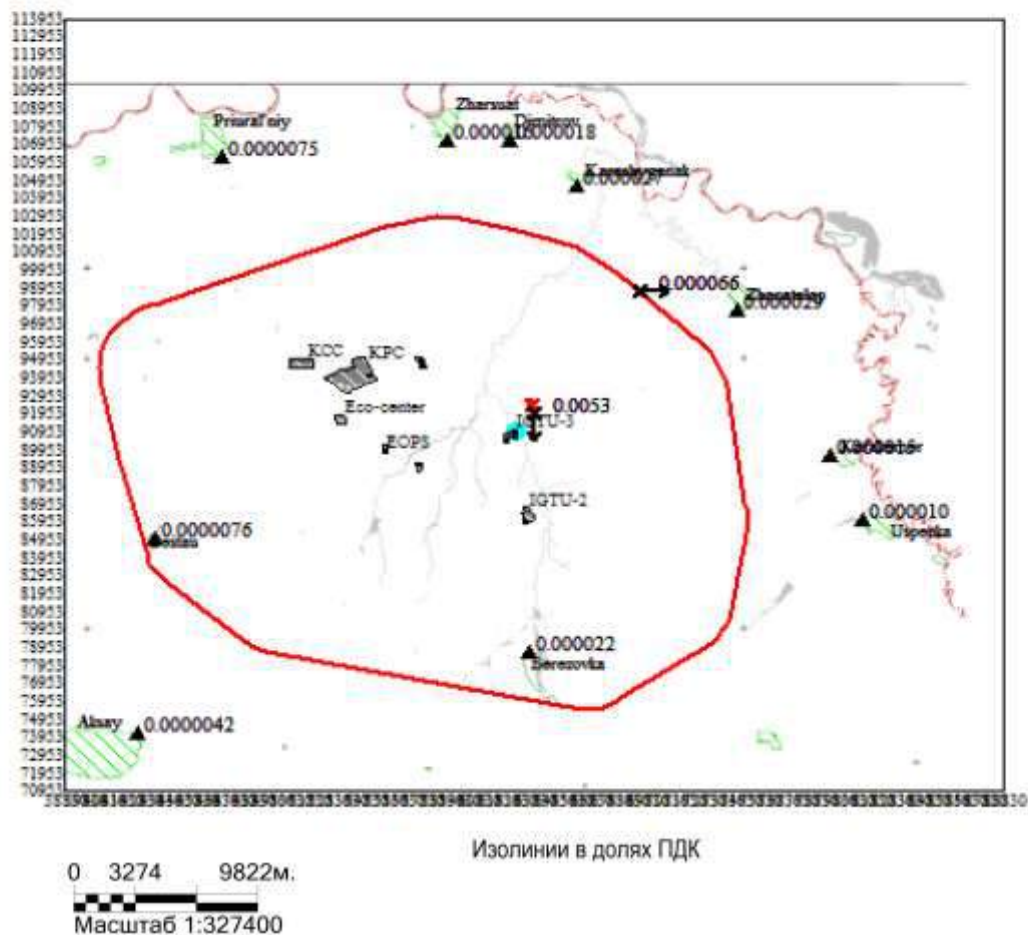
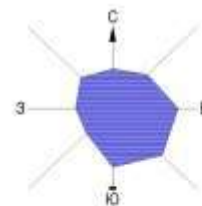


0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.10 ПДК

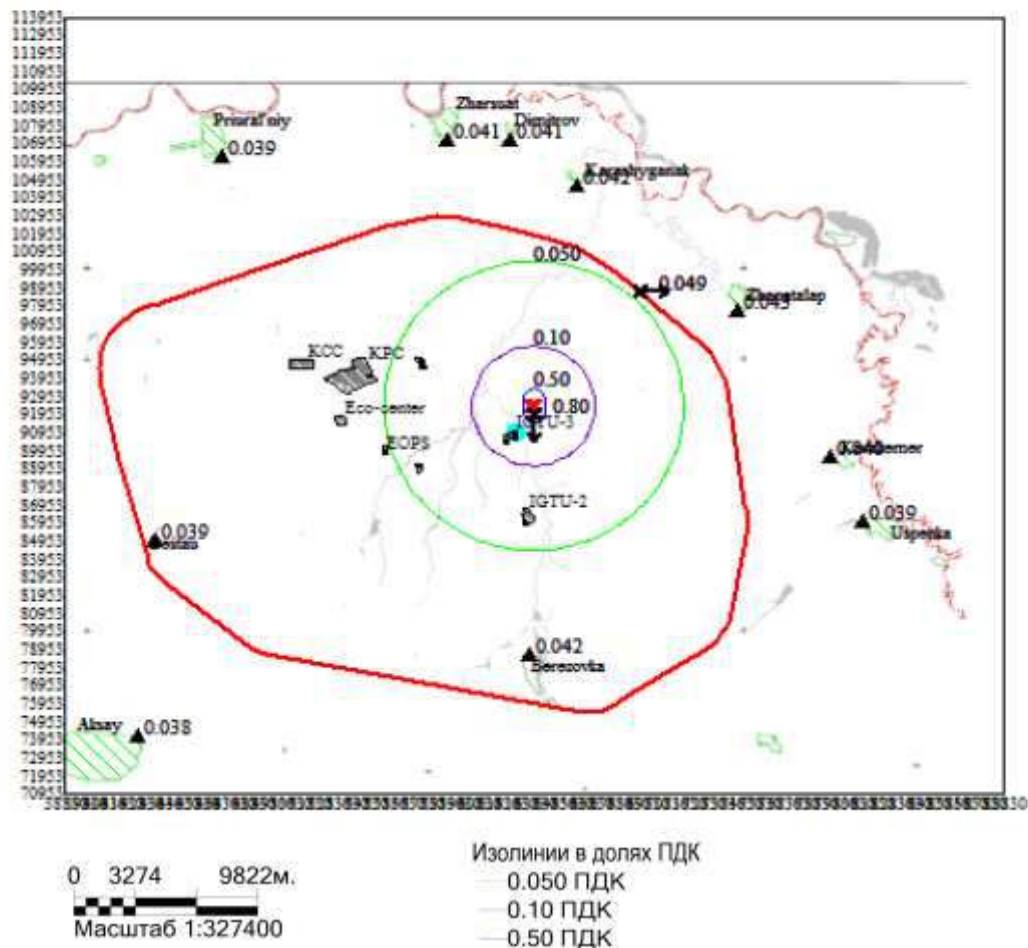
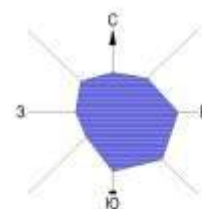
Макс концентрация 0.1287458 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



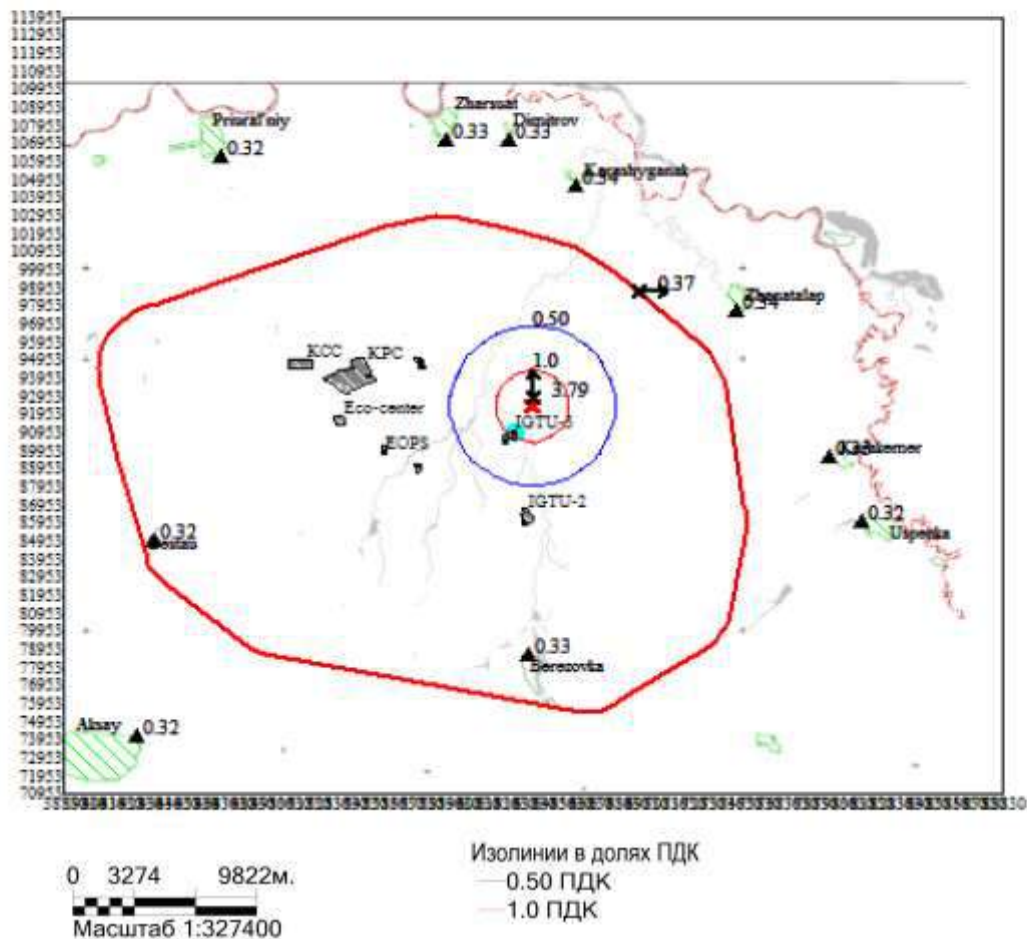
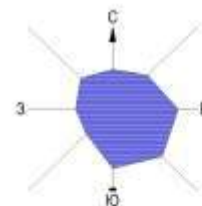
Макс концентрация 0.0053172 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 352° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 30 0330+0333



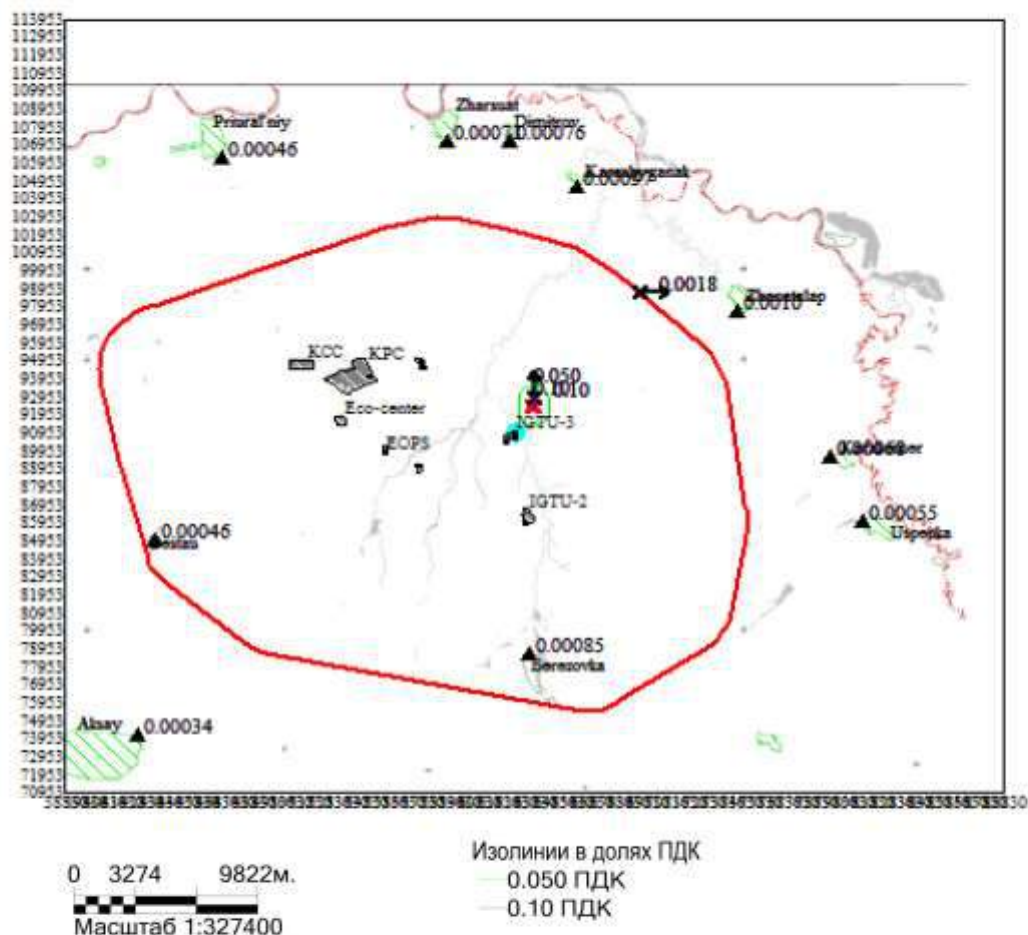
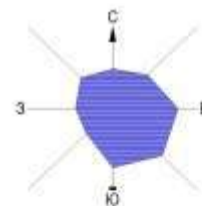
Макс концентрация 0.7961751 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=91953$
 При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 31 0301+0330



Макс концентрация 3.7911303 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - испытание Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 39 0333+1325

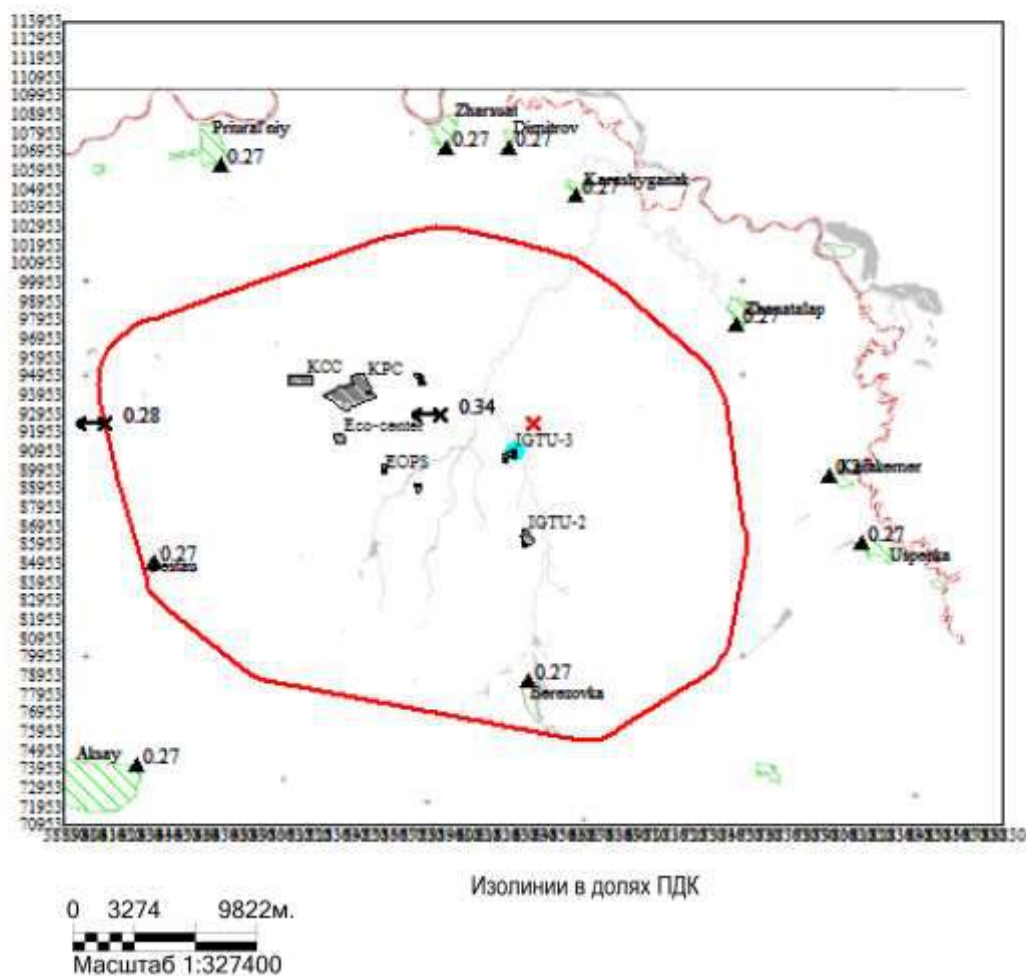
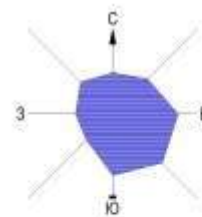


Макс концентрация 0.1020672 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 183° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

ПРИЛОЖЕНИЕ 8
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД ИСПЫТАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5) ПРИ ОТЖИГЕ НА ГФУ

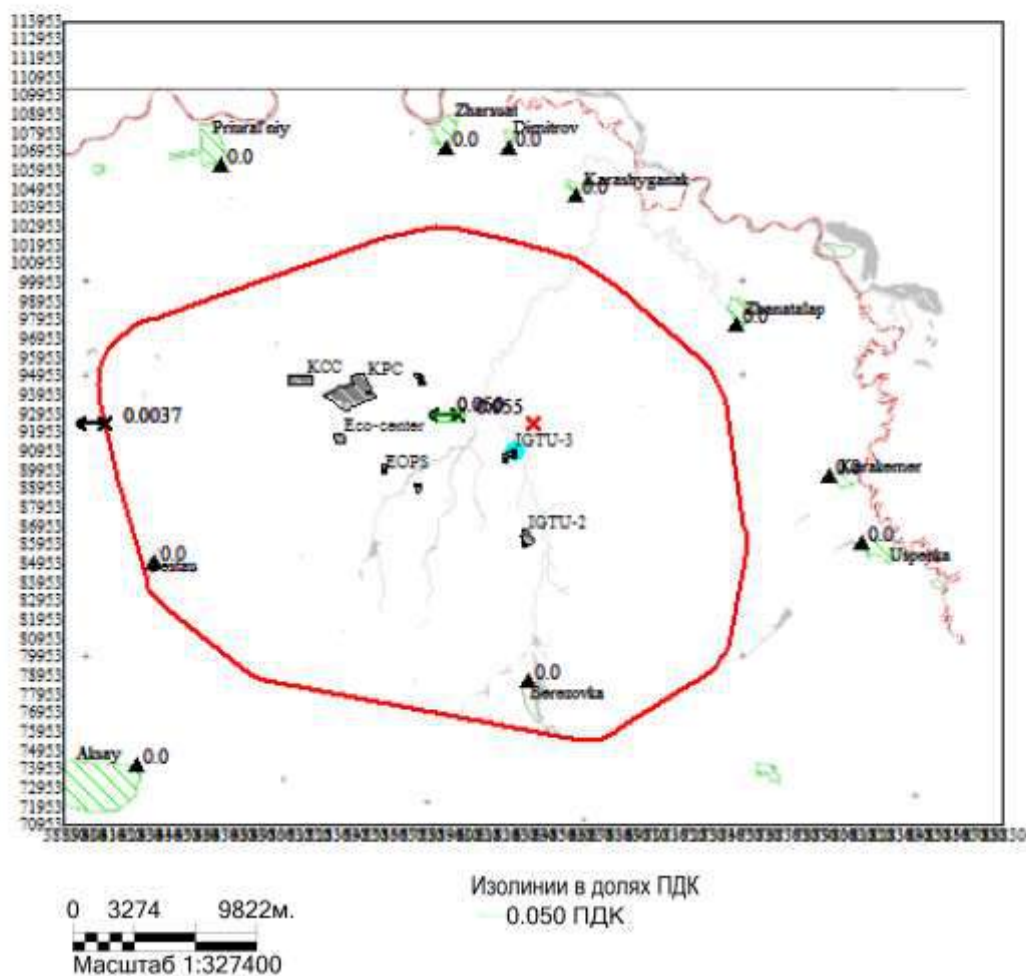
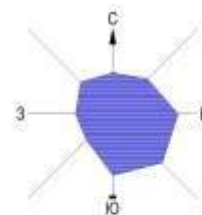


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс концентрация 0.339973 ПДК достигается в точке $x = 58830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



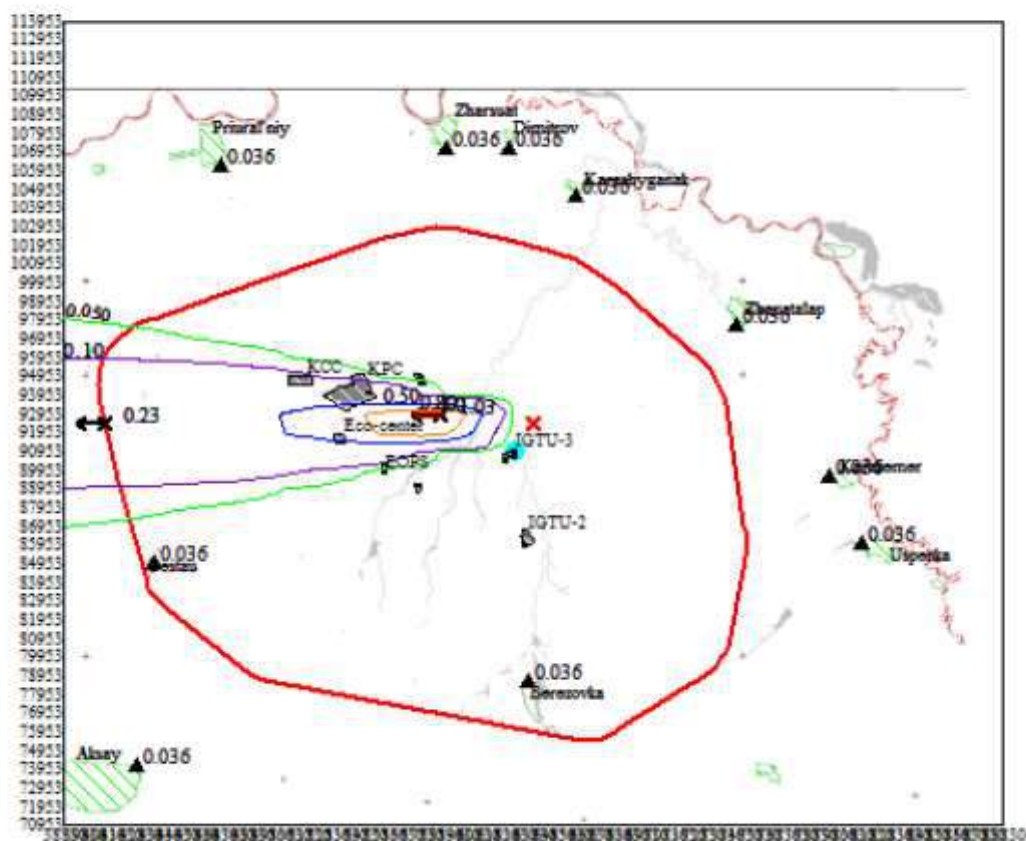
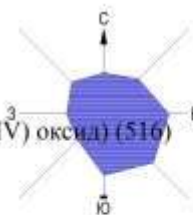
Макс концентрация 0.0548044 ПДК достигается в точке $x = 59830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



0 3274 9822м.
Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК

0.050 ПДК

0,10 ПДК

0.50 ПДК

0.80 ПДК

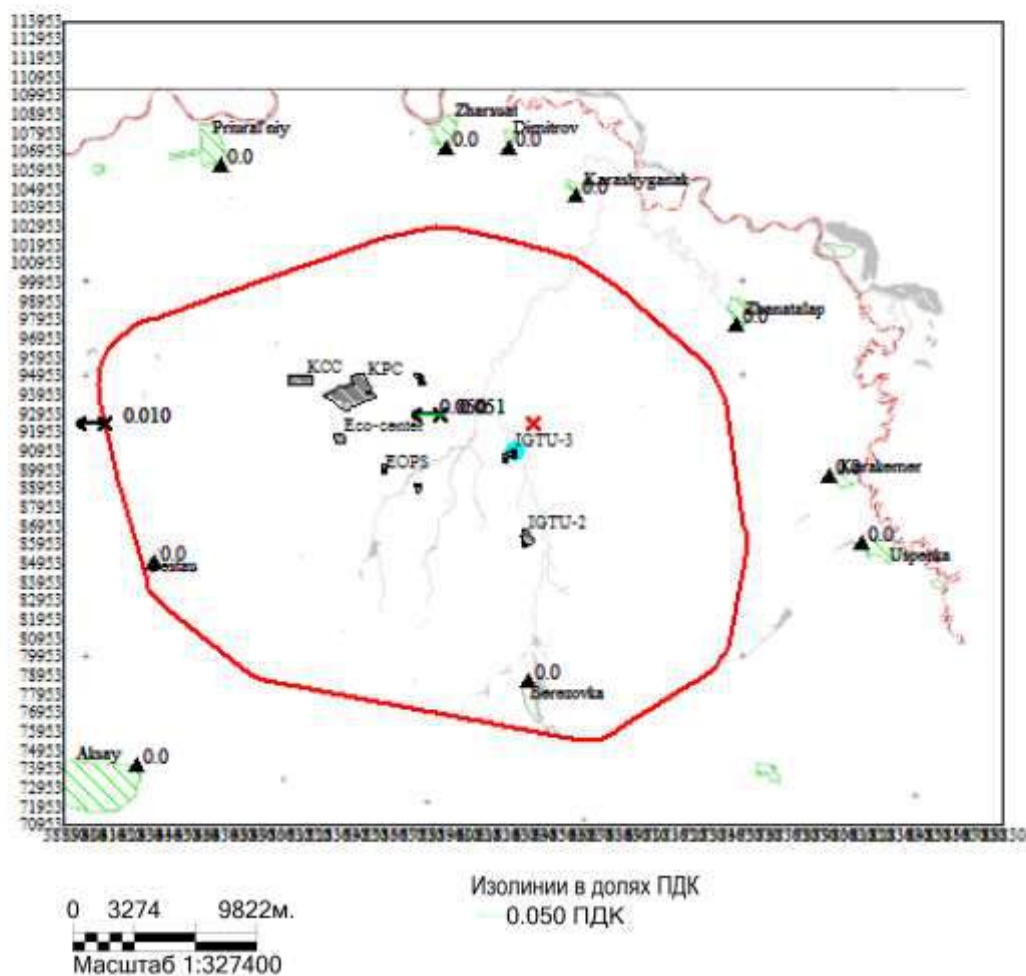
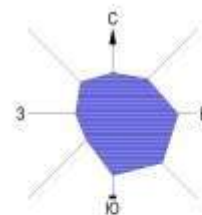
1.0 ПДК

Макс концентрация 1.0285797 ПДК достигается в точке $x=58830$ $y=92953$

При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с

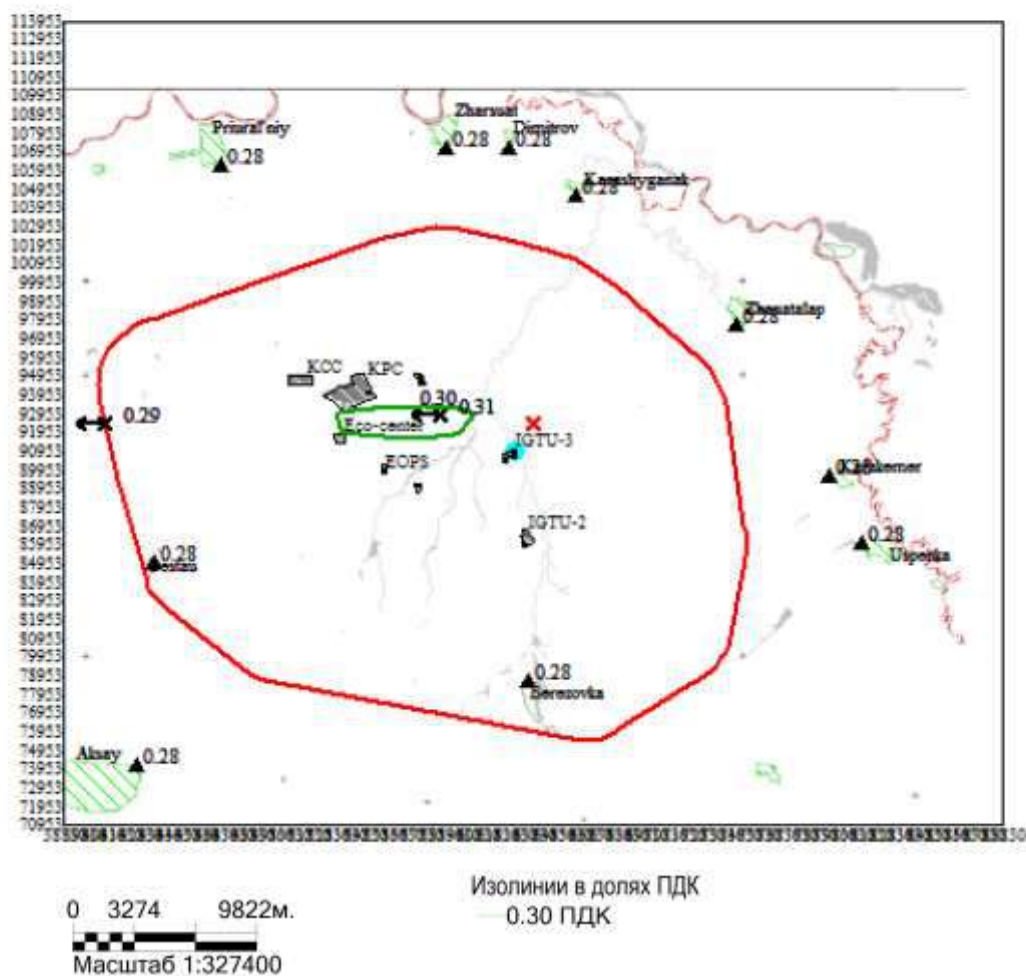
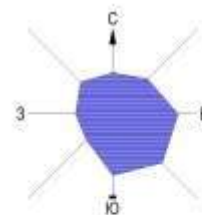
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м, шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



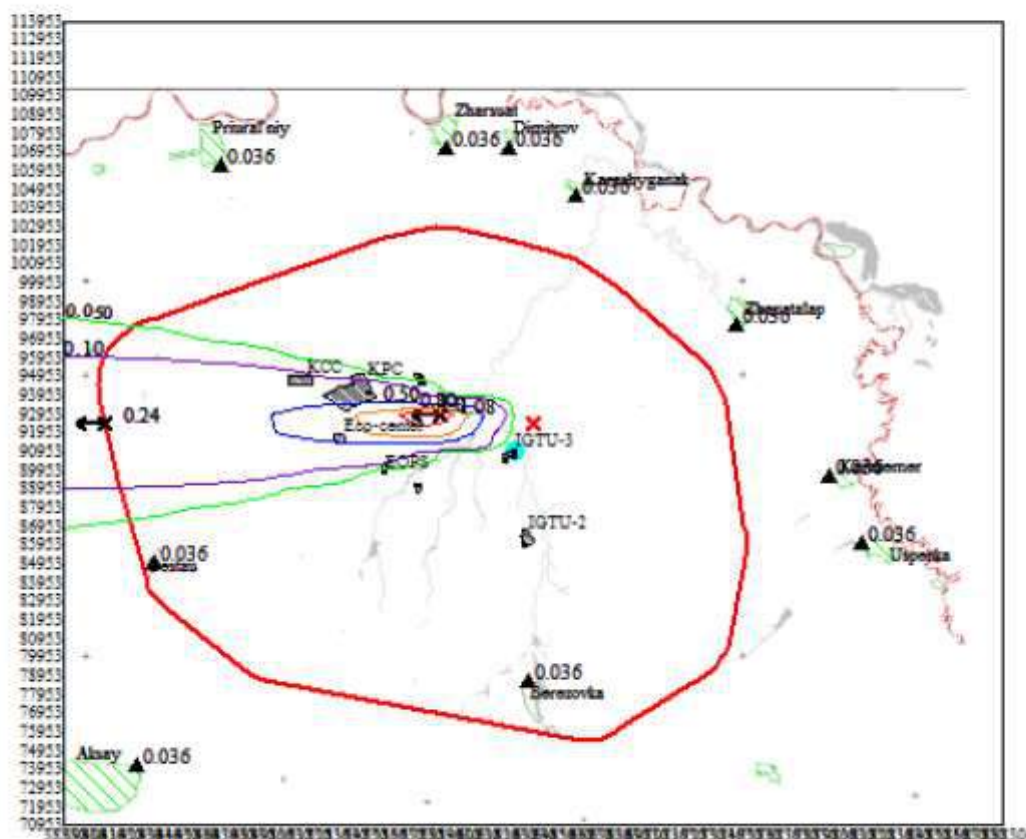
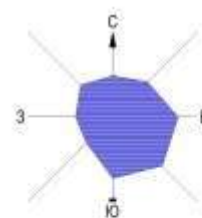
Макс концентрация 0.0506129 ПДК достигается в точке $x=58830$ $y=92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Макс концентрация 0.3081243 ПДК достигается в точке $x = 58830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
30 0330+0333



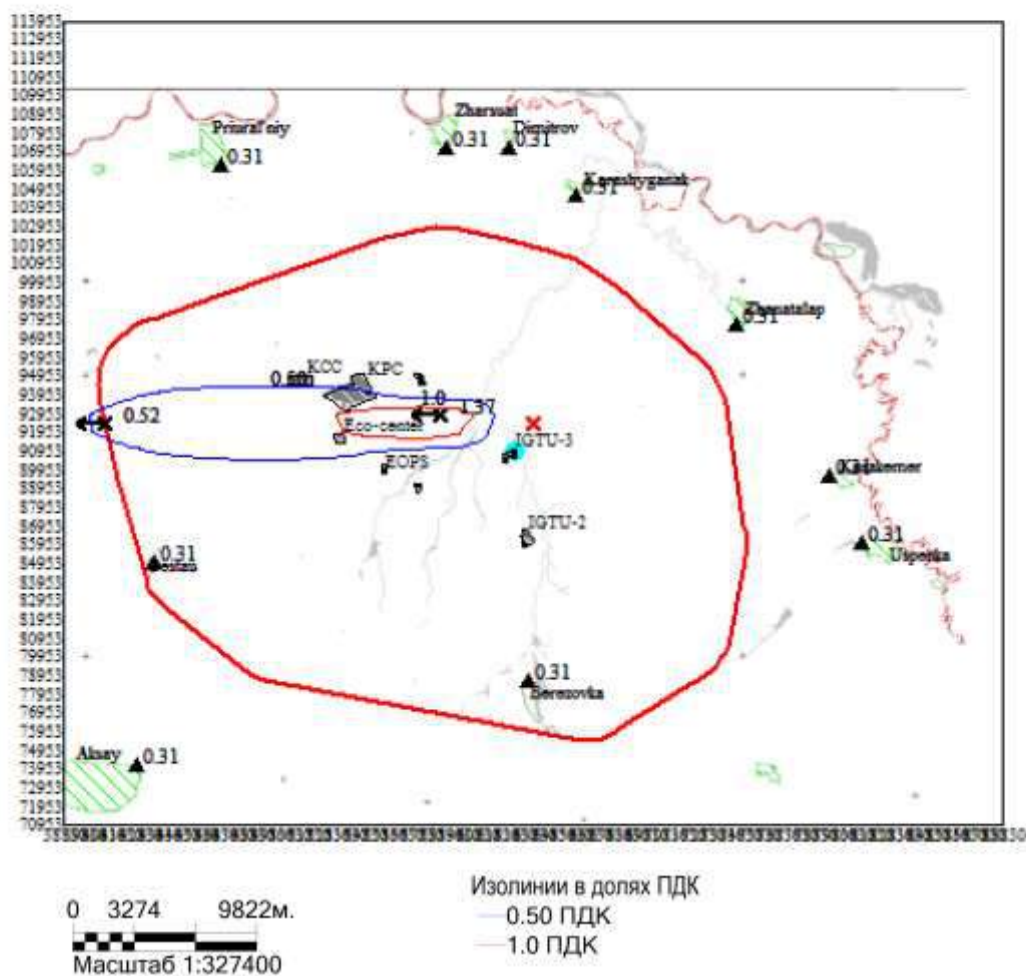
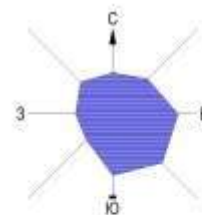
0 3274 9822м.
Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.10 ПДК
- 0.50 ПДК
- 0.80 ПДК
- 1.0 ПДК

Макс концентрация 1.0791925 ПДК достигается в точке $x = 58830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - отжиг Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



Макс концентрация 1.3685527 ПДК достигается в точке $x = 58830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 90° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

ПРИЛОЖЕНИЕ 9
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД ВОЗМОЖНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ ПРИ
ИСПЫТАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)



**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ, В РЕЗУЛЬТАТЕ
ВОЗМОЖНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ ПРИ ВСКРЫТИИ I ОБЪЕКТА
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - авария 1

Цех: авария

Источник: 0015

Наименование: газовая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: срнстое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.59137619**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.9155**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.1515824$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1515824 * (30 + 273) / 21.59137619)^{0.5} = 367.8322092$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **14.294**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 14.294 / (3.141592654 * 0.15^2) = 808.8749357$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 14.294 * 0.9155 = 13086.157$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 2.199032372 > 0.2$, горение беспламенное.



2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.5913762) =$$

65.02874053

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	261.7231400
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	31.4067768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	5.1036012
0410	Метан (727*)	0.0005	6.5430785

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 13086.15700 * (3.67 * 0.9984000 * 65.0287405 + 12.5053393) - 261.7231400 - 6.5430785 = 32549.06329$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 5.829135156$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 5.829135156 * 13086.157 * 0.9984 = 1523.178565$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 6.047235751 * 13086.157 * (1 - 0.9984) = 1.266161223$$

Мощность выброса меркаптана M_{RSH} , г/с (9):

$$M_{RSH} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 0.208972321 * 13086.157 * (1 - 0.9984) = 0.043754314$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 77.73 + 152 * 5.937 + 218 * 2.615 + 283 * 1.333 + 349 * 1.599 + 56 * 3.831 = 9268.235$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;



$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.59137619)^{0.5} = 0.223039303$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 4.460703006$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³ /м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.831 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 4.460703006) = 10.09390354$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³ /м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.09390354 = 11.09390354$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.4) = 1650.153946$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.39) = 1691.696355$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 14.294 * 11.09390354 * (273 + 1691.696355) / 273 = 1141.224155$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 808.8749357^2 * 0.9155 / 0.15 = 1038252.999$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5:

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.09390354 - 10) * (127.8852852 - 121.8929762) / (10.5 - 10) + 121.8929762 = 123.0183742$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³ /м³ ;

$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$



где $f_2(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном $10.5, \text{м}^3/\text{м}^3$;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 1038252.999^{0.17} * (123.0183742)^{0.59} = 47.04292751$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) + h_z = 0.707 * (47.04292751 - 10) + 2 = 28.18934975$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 47.04292751 + 0.49 * 0.15 = 6.659509852$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 1141.224155 / 6.659509852^2 = 32.6806093$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **24**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	261.72314	22.6128793
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	31.4067768	2.713545516
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	5.10360123	0.440951146
0410	Метан (727*)	6.5430785	0.565321982
0380	Диоксид углерода	32549.06329	2812.239069
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1523.178565	131.602628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.266161223	0.10939633
1715	Меркаптаны	0.043754314	0.003780373



**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ, В РЕЗУЛЬТАТЕ
ВОЗМОЖНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ ПРИ ВСКРЫТИИ П ОБЪЕКТА
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - авария 2

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: газовая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.59137619**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.9155**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.1515824$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1515824 * (30 + 273) / 21.59137619)^{0.5} = 367.8322092$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **27.778**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 27.778 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1571.913248$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 27.778 * 0.9155 = 25430.759$$



Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{уст}/W_{зв} = 4.273451884 > 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.5913762) =$$

65.02874053

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	508.6151800
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	61.0338216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	9.9179960
0410	Метан (727*)	0.0005	12.7153795

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 25430.75900 * (3.67 * 0.9984000 * 65.0287405 + 12.5053393) - 508.6151800 - 12.7153795 = 63253.66449$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 5.829135156$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 5.829135156 * 25430.759 * 0.9984 = 2960.042968$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 6.047235751 * 25430.759 * (1 - 0.9984) = 2.46057272$$

Мощность выброса меркаптана M_{RSH} , г/с (9):

$$M_{RSH} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 0.208972321 * 25430.759 * (1 - 0.9984) = 0.085029196$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):



$$Q_{н2} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o =$$

$$85.5 * 77.73 + 152 * 5.937 + 218 * 2.615 + 283 * 1.333 + 349 * 1.599 + 56 * 3.831 = 9268.235$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.59137619)^{0.5} = 0.223039303$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 4.460703006$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.831 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 4.460703006) = 10.09390354$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.09390354 = 11.09390354$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{н2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.4) = 1650.153946$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{н2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.39) = 1691.696355$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 27.778 * 11.09390354 * (273 + 1691.696355) / 273 = 2217.77841$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 1571.913248^2 * 0.9155 / 0.15 = 3921006.712$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5:

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.09390354 - 10) * (127.8852852 - 121.8929762) / (10.5 - 10) + 121.8929762 = 123.0183742$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;



$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

где $f_2(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном $10.5, \text{ м}^3/\text{м}^3$;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 3921006.712^{0.17} * (123.0183742)^{0.59} = 58.96582605$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) + h_z = 0.707 * (58.96582605 - 10) + 2 = 36.61883902$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 58.96582605 + 0.49 * 0.15 = 8.328715647$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 2217.77841 / 8.328715647^2 = 40.60371795$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **24**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	508.61518	43.94435155
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	61.0338216	5.273322186
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	9.91799601	0.856914855
0410	Метан (727*)	12.7153795	1.098608789
0380	Диоксид углерода	63253.66449	5465.116612
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	2960.042968	255.7477124
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2.46057272	0.212593483
1715	Меркаптаны	0.085029196	0.007346523



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - авария 2

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: жидкая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	19.1509354	5.5	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.08697648	2.2	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.59767709	2.84	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3.80585797	3.96	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	62.5423765	80.78	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.05981746	0.03	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	2.64006721	2.08	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.72060590	2.27	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.39568589	0.34	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **55.86153763**Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **812**Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.058305525$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов; $[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.058305525 * (30 + 273) / 55.86153763)^{0.5} = 219.225716$$

где T_o - температура смеси, град.С;Объемный расход B , м³/с: **27.778**Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 27.778 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1571.913248$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 27.778 * 812 = 22555736$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 7.170295879 > 0.2$, горение бессажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 55.8615376) =$$

79.28653661

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **7.Е-9**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	451114.7200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	54133.76640
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	8796.737040
0410	Метан (727*)	0.0005	11277.86800

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 22555736.00 * (3.67 * 0.9984000 * 79.2865366 + 2.0800000) - 451114.7200 - 11277.86800 = 65534792.97$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 2.362860356$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 2.362860356 * 22555736 * 0.9984 = 1064215.614$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 2.27 * 22555736 * (1-0.9984) = 819.2243315$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.34 * 22555736 * (1-0.9984) = 122.7032038$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 19.15093542 + 152 * 4.086976481 + 218 * 3.597677096 + 283 * 3.805857977 + 349 * 62.54237654 + 56 * 3.720605904 = 26155.62016$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;



$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (55.86153763)^{0.5} = 0.358754767$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.919568993$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³ /м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.720605904 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.919568993) = 28.5282557$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³ /м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 28.5282557 = 29.5282557$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.4) = 1447.737933$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1200 \leq T_o < 1500$, $C_{nc} = 0.38$

Температура горения T_2 , град.С (10):

$$T_2 = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.38) = 1522.355719$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_2) / 273 = 27.778 * 29.5282557 * (273 + 1522.355719) / 273 = 5394.194837$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 1571.913248^2 * 812 / 0.15 = 3477725232$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 25

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 3477725232^{0.17} * (25 / 0.15)^{0.59} = 223.6410203$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{fn} - l_a) + h_2 = 0.707 * (223.6410203 - 10) + 2 = 153.0442013$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_2 - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;



5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 223.6410203 + 0.49 * 0.15 = 31.38324284$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 5394.194837 / 31.38324284^2 = 6.955601866$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 24;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	451114.72	38976.31181
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	54133.7664	4677.157417
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	8796.73704	760.0380803
0410	Метан (727*)	11277.868	974.4077952
0380	Диоксид углерода	65534792.97	5662206.112
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни	1064215.614	91948.22908
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	819.2243315	70.78098224
1715	Меркаптаны	122.7032038	10.60155681



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗМОЖНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ ПРИ ВСКРЫТИИ Ш ОБЪЕКТА

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - авария 3

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: газовая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: срнстное

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	77.73	57.755577	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.937	8.26837476	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.615	5.34072742	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.333	3.58843694	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.599	5.34331151	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.726	0.94202499	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	6.135	12.5053392	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.831	6.04723575	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.094	0.20897232	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.59137619**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.9155**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.1515824$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1515824 * (30 + 273) / 21.59137619)^{0.5} = 367.8322092$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.023**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.023 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1.301533757$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.023 * 0.9155 = 21.0565$$



Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{уст}/W_{зв} = 0.00353839 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.5913762) =$$

65.02874053

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.4211300
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0505356
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0082120
0410	Метан (727*)	0.0005	0.01052825
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0421130

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 21.0565000 * (3.67 * 0.9984000 * 65.0287405 + 12.5053393) - 0.4211300 - 0.0105283 - 0.0421130 = 52.33150221$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_S * x_i / M_S) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_S) = 5.829135156$$

где A_S - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_S - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 5.829135156 * 21.0565 * 0.9984 = 2.45089597$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 6.047235751 * 21.0565 * (1-0.9984) = 0.002037338$$

Мощность выброса меркаптана M_{RSH} , г/с (9):

$$M_{RSH} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.208972321 * 21.0565 * (1-0.9984) = 0.000070404$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ



Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 77.73 + 152 * 5.937 + 218 * 2.615 + 283 * 1.333 + 349 * 1.599 + 56 * 3.831 = 9268.235$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.59137619)^{0.5} = 0.223039303$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 4.460703006$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.831 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 4.460703006) = 10.09390354$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовойоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.09390354 = 11.09390354$$

Предварительная теплоемкость газовойоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.4) = 1650.153946$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9268.235 * (1-0.223039303) * 0.9984) / (11.09390354 * 0.39) = 1691.696355$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовойоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.023 * 11.09390354 * (273 + 1691.696355) / 273 = 1.836305833$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 1.301533757^2 * 0.9155 / 0.15 = 2.688136455$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6,прил.5:

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(Ro) - f_1(Ro)) / (10.5 - 10) + f_1(Ro) = (10.09390354 - 10) * (127.8852852 - 121.8929762) / (10.5 - 10) + 121.8929762 = 123.0183742$$



где $f_1(R_0)$ - урavn. номoграммы при теорет. удельном расходе воздуха равном $10, \text{м}^3/\text{м}^3$;

$$f_1(R_0) = 3017.396 * R_0^8 - 25213.084 * R_0^7 + 91039.564 * R_0^6 - 185522.397 * R_0^5 + 233381.130 * R_0^4 - 185637.469 * R_0^3 + 91279.815 * R_0^2 - 25499.008 * R_0 + 3271.079$$

где $f_2(R_0)$ - урavn. номoграммы при теорет. удельном расходе воздуха равном $10.5, \text{м}^3/\text{м}^3$;

$$f_2(R_0) = 2392.033 * R_0^6 - 17323.032 * R_0^5 + 51864.14 * R_0^4 - 82154.751 * R_0^3 + 72640.772 * R_0^2 - 34065.607 * R_0 + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 2.688136455^{0.17} * (123.0183742)^{0.59} = 5.28116237$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) + h_z = 0.707 * (5.28116237 - 10) + 2 = -1.3362182$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2\text{м}$, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_0)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 5.28116237 + 0.49 * 0.15 = 0.812862732$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_0), (м/с):

$$W_0 = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 1.836305833 / 0.812862732^2 = 3.529509131$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **24**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.42113	0.036385632
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0505356	0.004366276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.008212035	0.00070952
0410	Метан (727*)	0.01052825	0.000909641
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.042113	0.003638563
0380	Диоксид углерода	52.33150221	4.521441791
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	2.45089597	0.211757412
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002037338	0.000176026
1715	Меркаптаны	0.000070404	0.00006083



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: Скважина 9882 - авария 3

Цех: отжиг

Источник: 0015

Наименование: жидкая фаза

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	19.1509354	5.5	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	4.08697648	2.2	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.59767709	2.84	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3.80585797	3.96	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	62.5423765	80.78	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.05981746	0.03	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	2.64006721	2.08	44.011	1.9648
Сероводород(H ₂ S)	3.72060590	2.27	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.39568589	0.34	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **55.86153763**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **812**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.058305525$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.058305525 * (30 + 273) / 55.86153763)^{0.5} = 219.225716$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.023**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.023 / (3.141592654 * 0.15^2) = 1.301533757$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.023 * 812 = 18676$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 0.005936957 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**



Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 55.8615376) =$$

79.28653661

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **7.Е-9**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	373.5200000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	44.8224000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	7.2836400
0410	Метан (727*)	0.0005	9.3380000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	37.3520000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 18676.00000 * (3.67 * 0.9984000 * 79.2865366 + 2.0800000) - 373.5200000 - 9.3380000 - 37.3520000 = 54225.02248$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.066 * x_i / M_s) = 2.362860356$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 2.362860356 * 18676 * 0.9984 = 881.1634794$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 2.27 * 18676 * (1-0.9984) = 0.67831232$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.34 * 18676 * (1-0.9984) = 0.10159744$$

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 19.15093542 + 152 * 4.086976481 + 218 * 3.597677096 + 283 * 3.805857977 + 349 * 62.54237654 + 56 * 3.720605904 = 26155.62016$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;



$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (55.86153763)^{0.5} = 0.358754767$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.919568993$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³ /м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 3.720605904 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.919568993) = 28.5282557$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³ /м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 28.5282557 = 29.5282557$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.4) = 1447.737933$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1200 < T_o < 1500$, $C_{nc} = 0.38$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (26155.62016 * (1-0.358754767) * 0.9984) / (29.5282557 * 0.38) = 1522.355719$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³ /с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.023 * 29.5282557 * (273 + 1522.355719) / 273 = 4.466357594$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 1.301533757^2 * 812 / 0.15 = 2384.234628$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 25

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 2384.234628^{0.17} * (25 / 0.15)^{0.59} = 20.0299838$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{fn} - l_a) + h_z = 0.707 * (20.0299838 - 10) + 2 = 9.091198549$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;



h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 20.0299838 + 0.49 * 0.15 = 2.877697733$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 4.466357594 / 2.877697733^2 = 0.684962607$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **24**;

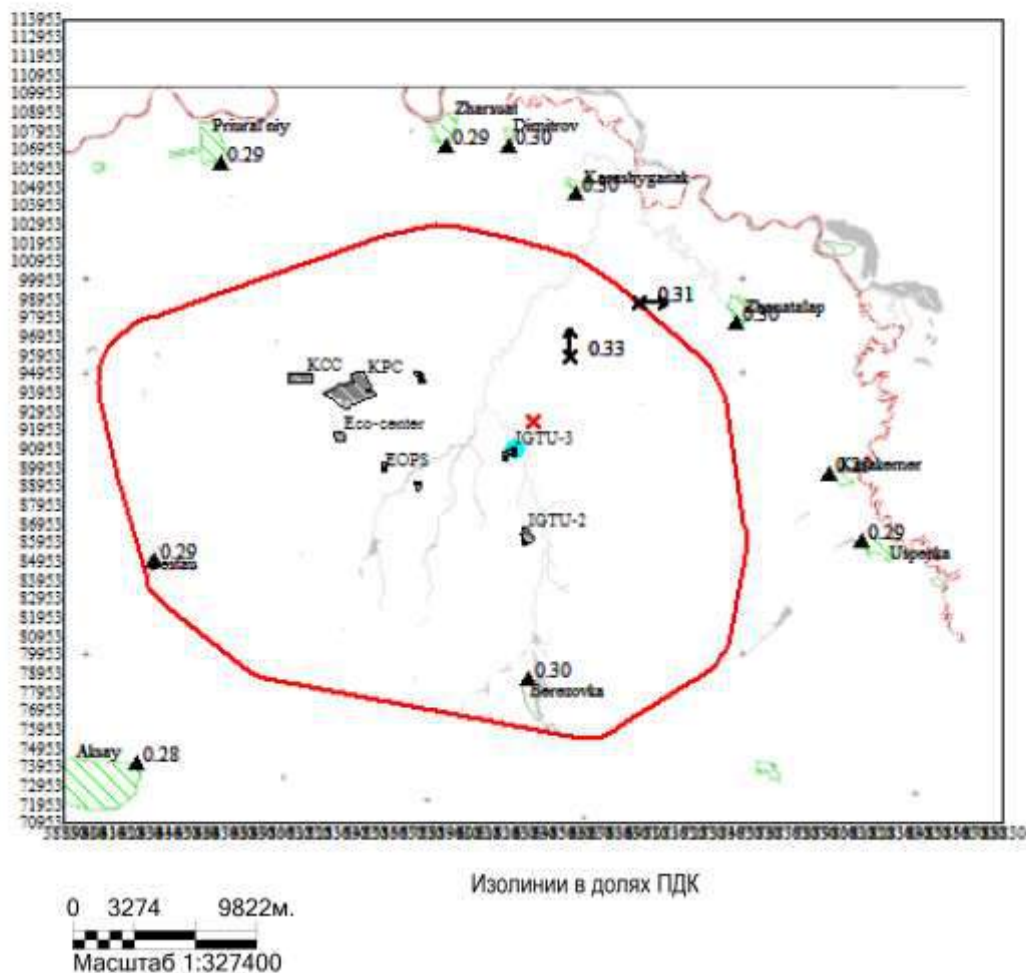
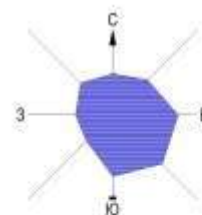
Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	373.52	32.272128
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	44.8224	3.87265536
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7.28364	0.629306496
0410	Метан (727*)	9.338	0.8068032
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	37.352	3.2272128
0380	Диоксид углерода	54225.02248	4685.041942
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	881.1634794	76.13252462
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.67831232	0.058606184
1715	Меркаптаны	0.10159744	0.008778019



ПРИЛОЖЕНИЕ 10
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЕИВАНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ В ПЕРИОД ВОЗМОЖНОЙ АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ ПРИ
ИСПЫТАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ_5)



Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 1 Вар.№ 5
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс концентрация 0.3277553 ПДК достигается в точке $x=65830$ $y=95953$
 При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

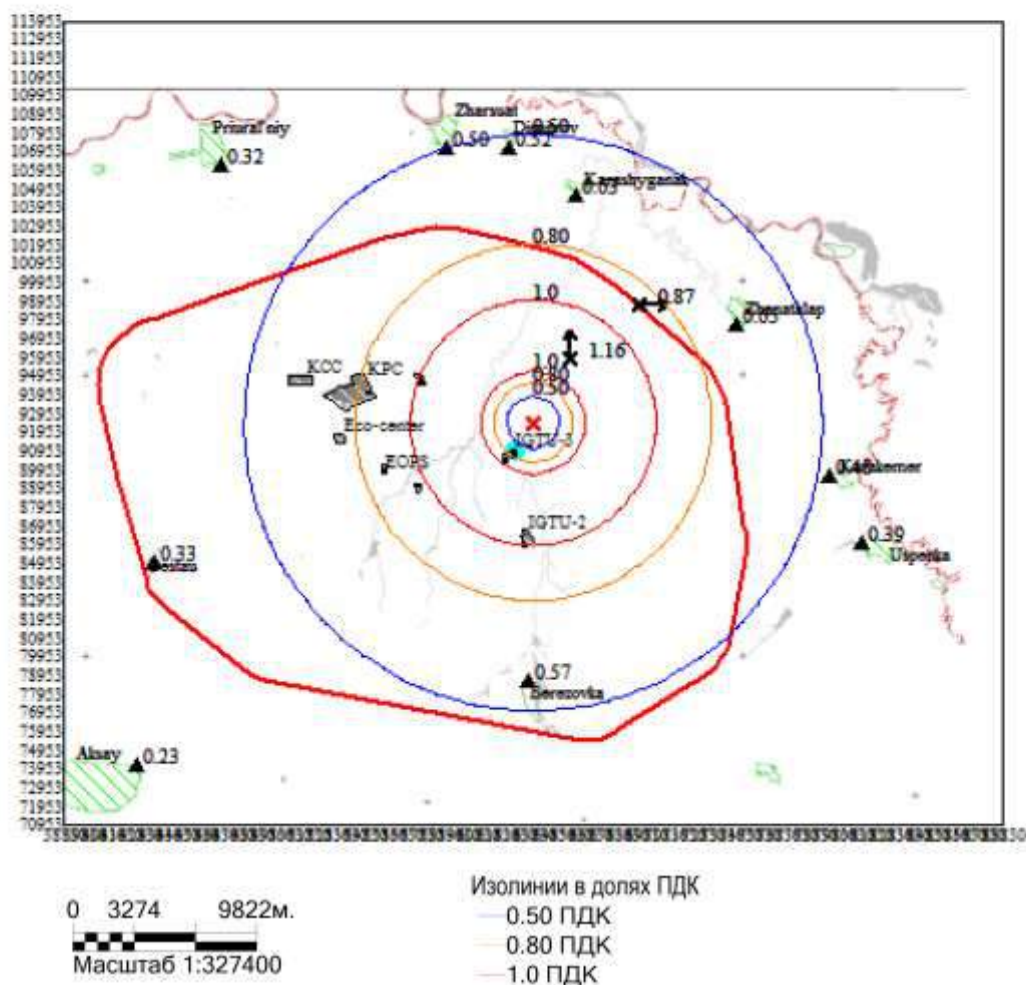
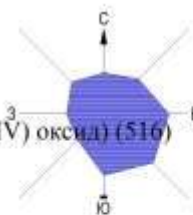


Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 1 Вар.№ 5

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

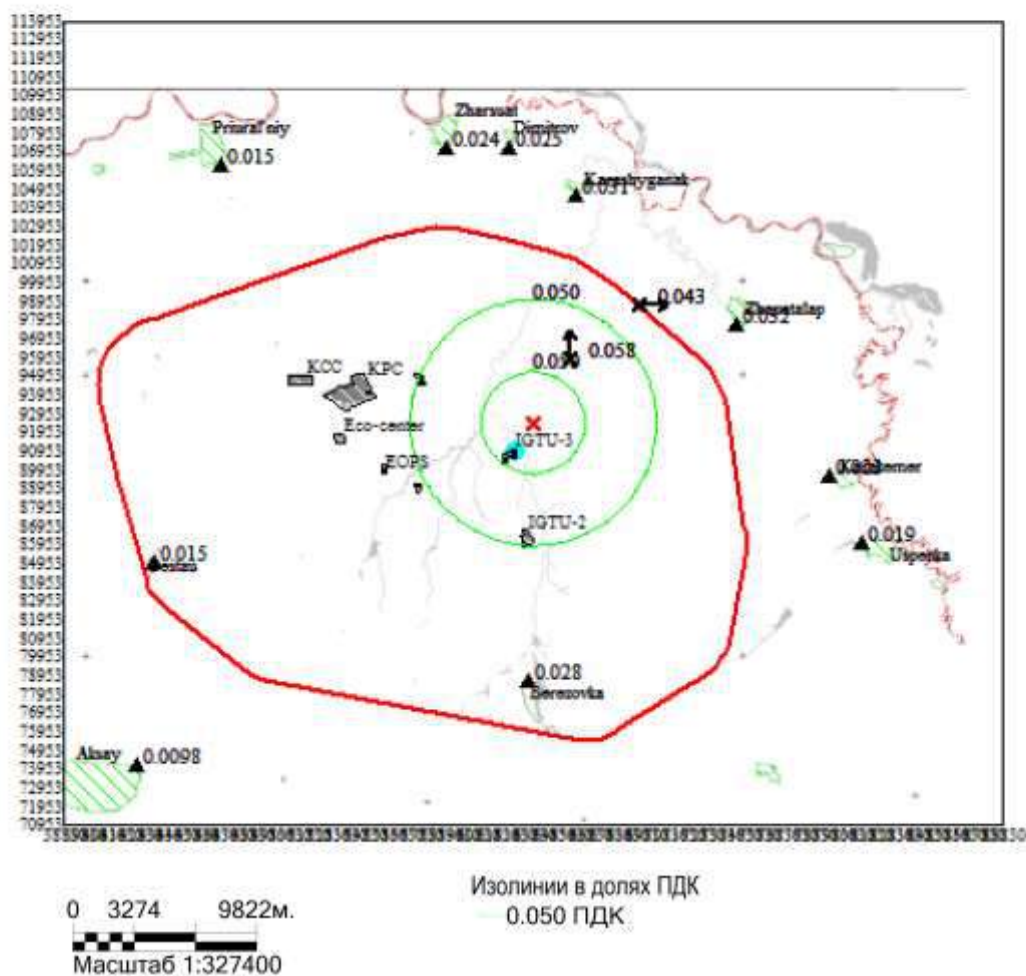
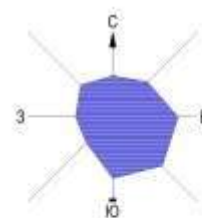
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (S16)

Макс концентрация 1.1564159 ПДК достигается в точке $x=65830$ $y=95953$ При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

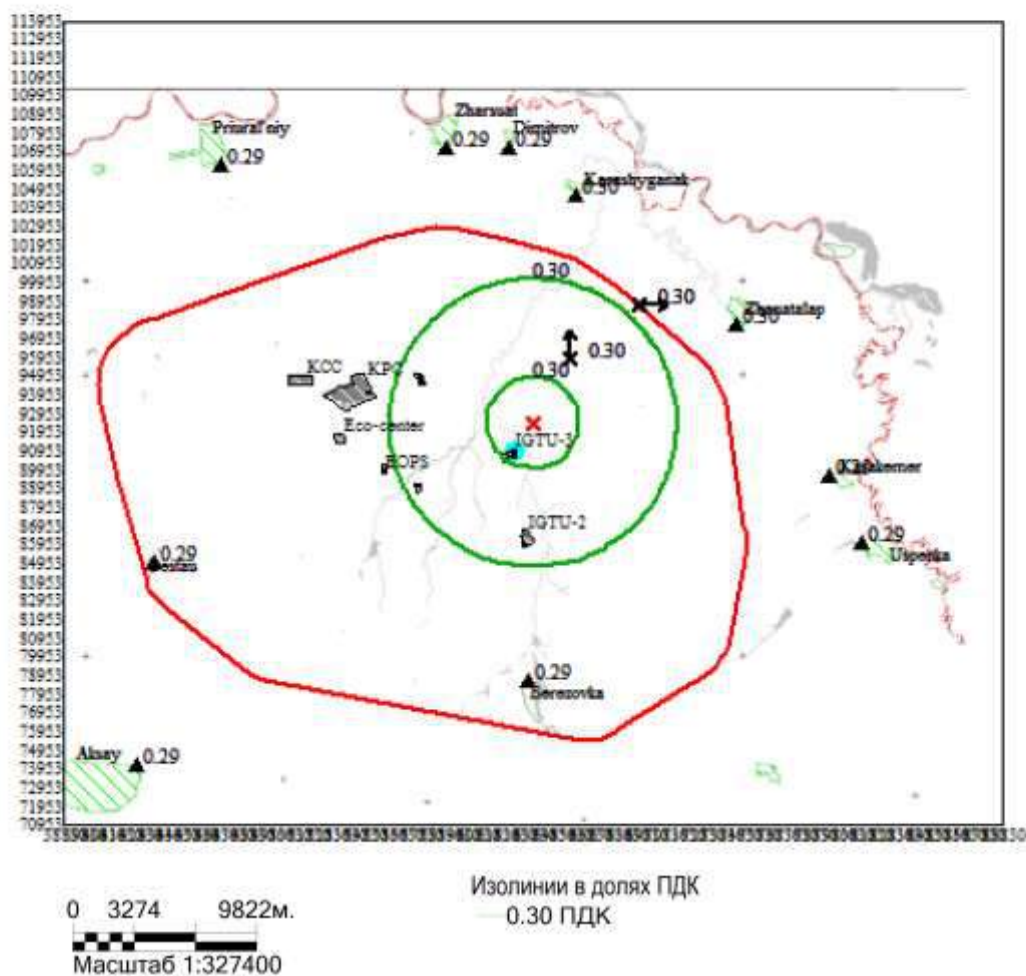
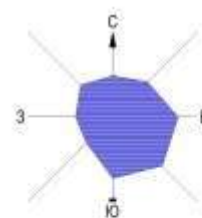
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



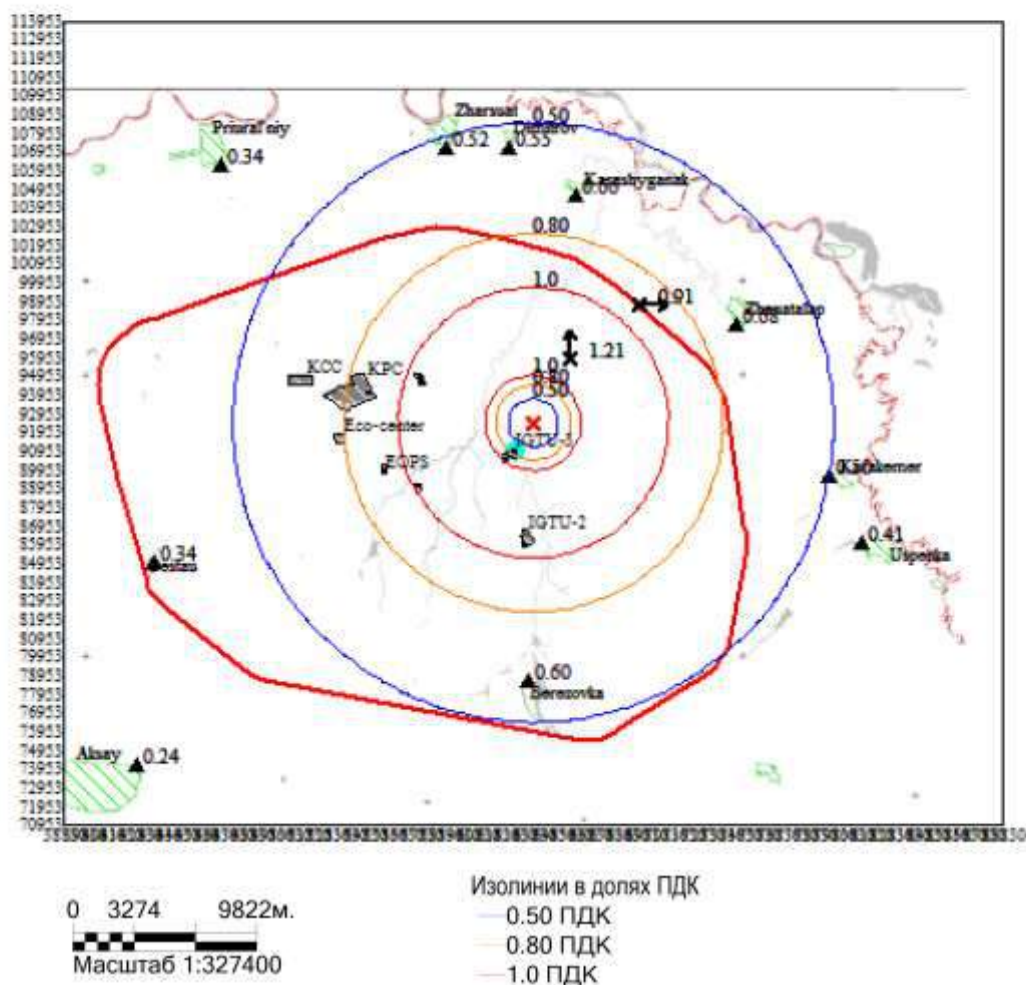
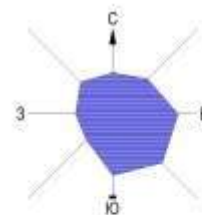
Макс концентрация 0.05821 ПДК достигается в точке $x = 65830$ $y = 95953$
 При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 1 Вар.№ 5
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



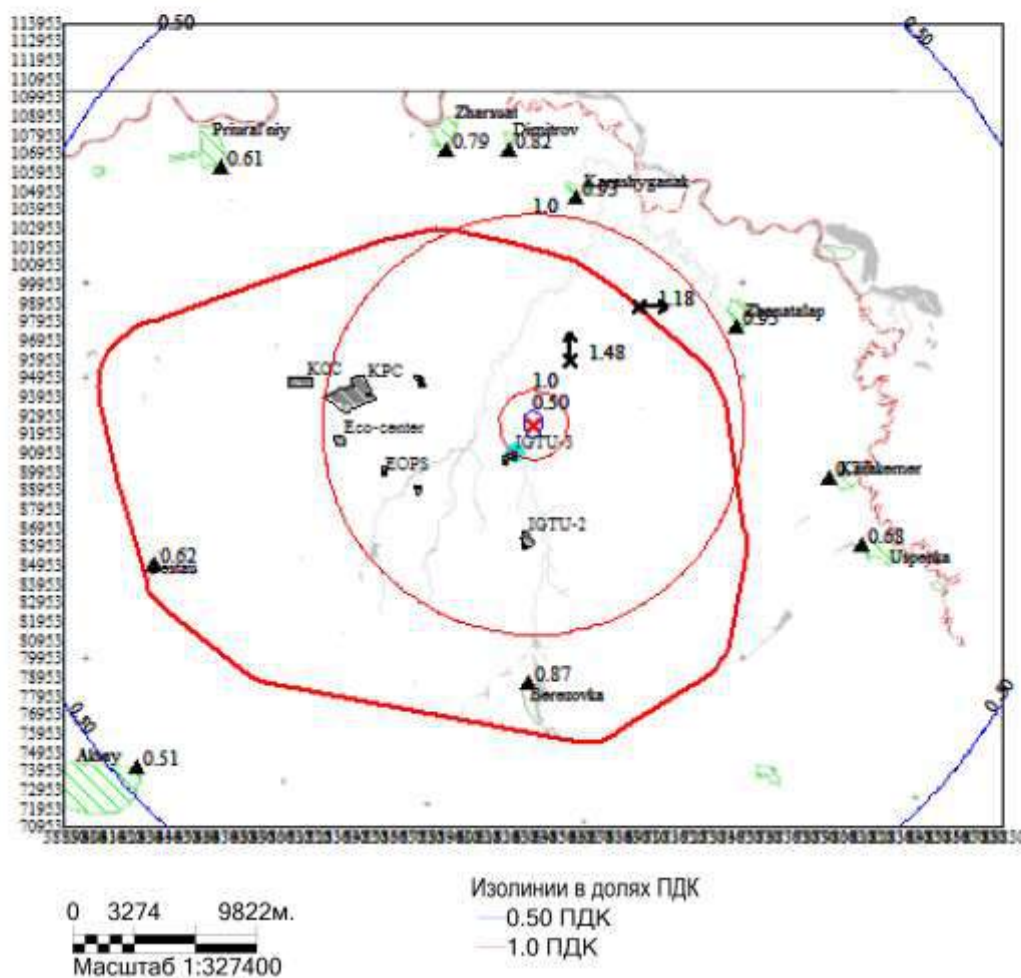
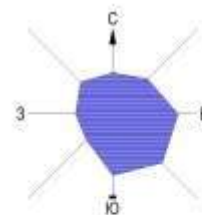
Макс концентрация 0.3040518 ПДК достигается в точке $x = 65830$ $y = 95953$
 При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 1 Вар.№ 5
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _30 0330+0333



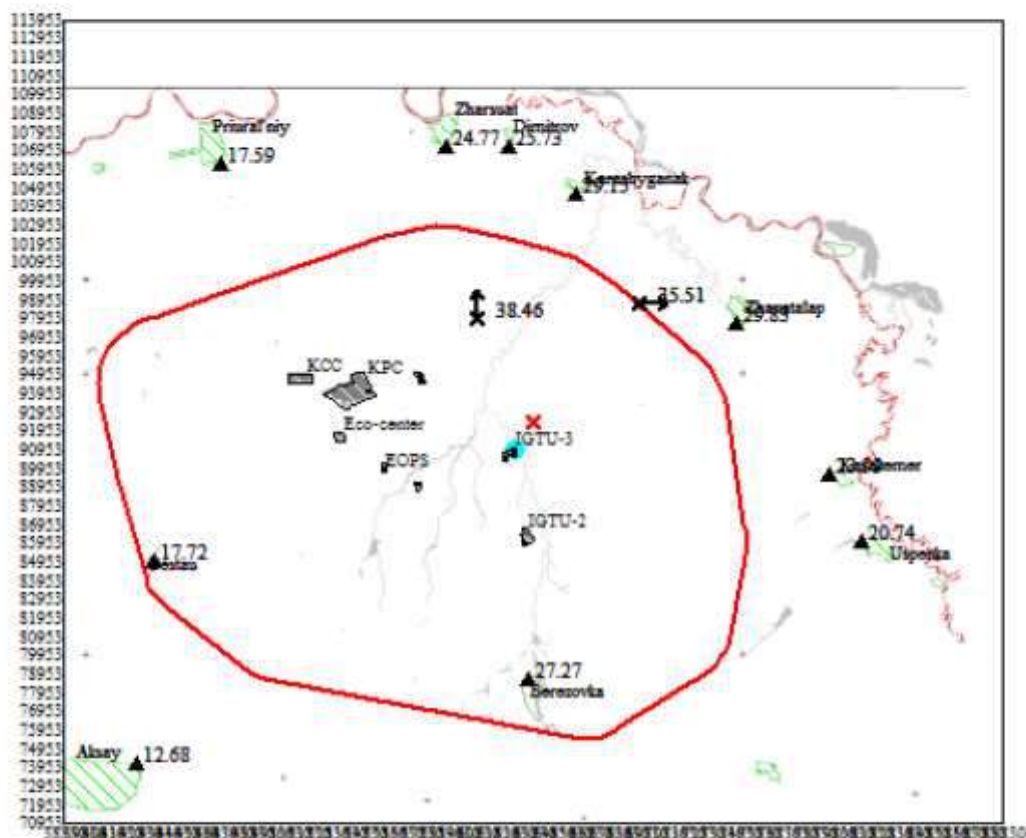
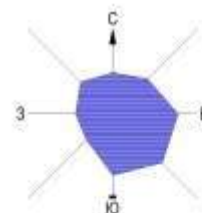
Макс концентрация 1.214626 ПДК достигается в точке $x=65830$ $y=95953$
 При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Сквжина 9882 - авария 1 Вар.№ 5
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



Макс концентрация 1.4841713 ПДК достигается в точке $x=65830$ $y=95953$
 При опасном направлении 210° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

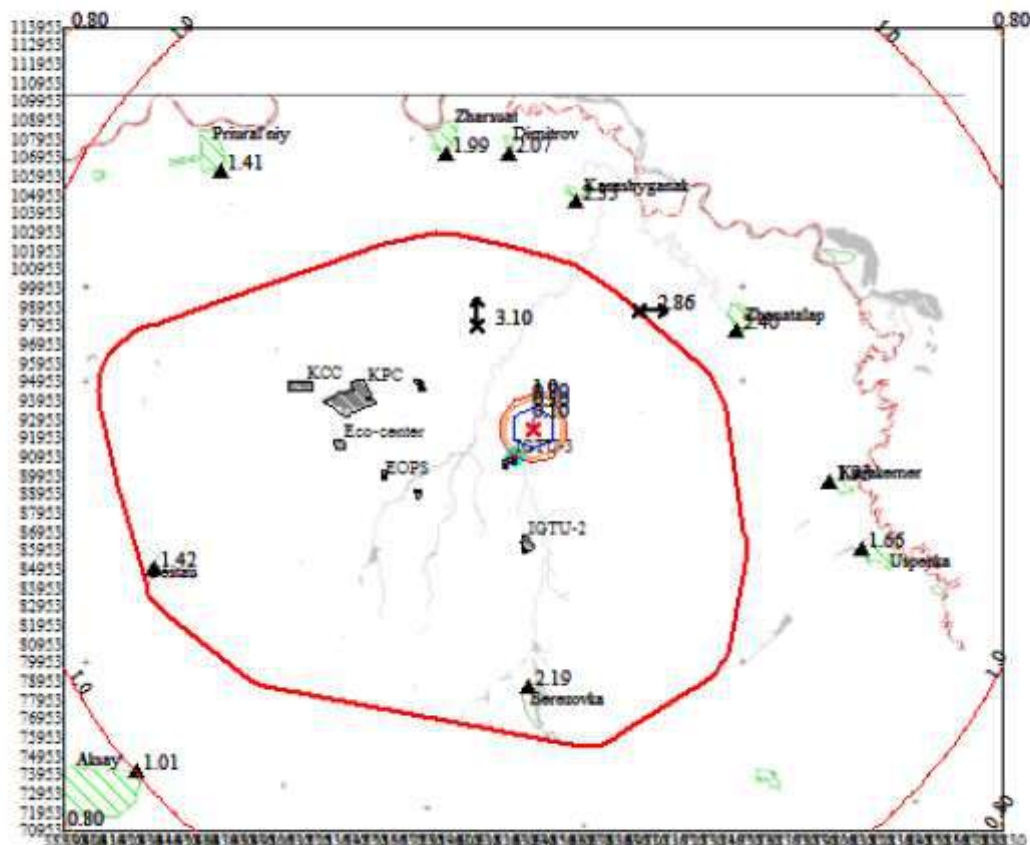
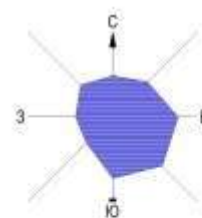
Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400
 Изолинии в долях ПДК

Макс концентрация 38.4643211 ПДК достигается в точке $x = 60830$ $y = 97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК
 — 0.10 ПДК
 — 0.50 ПДК
 — 0.80 ПДК
 — 1.0 ПДК

Макс концентрация 3.1032884 ПДК достигается в точке $x=60830$ $y=97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

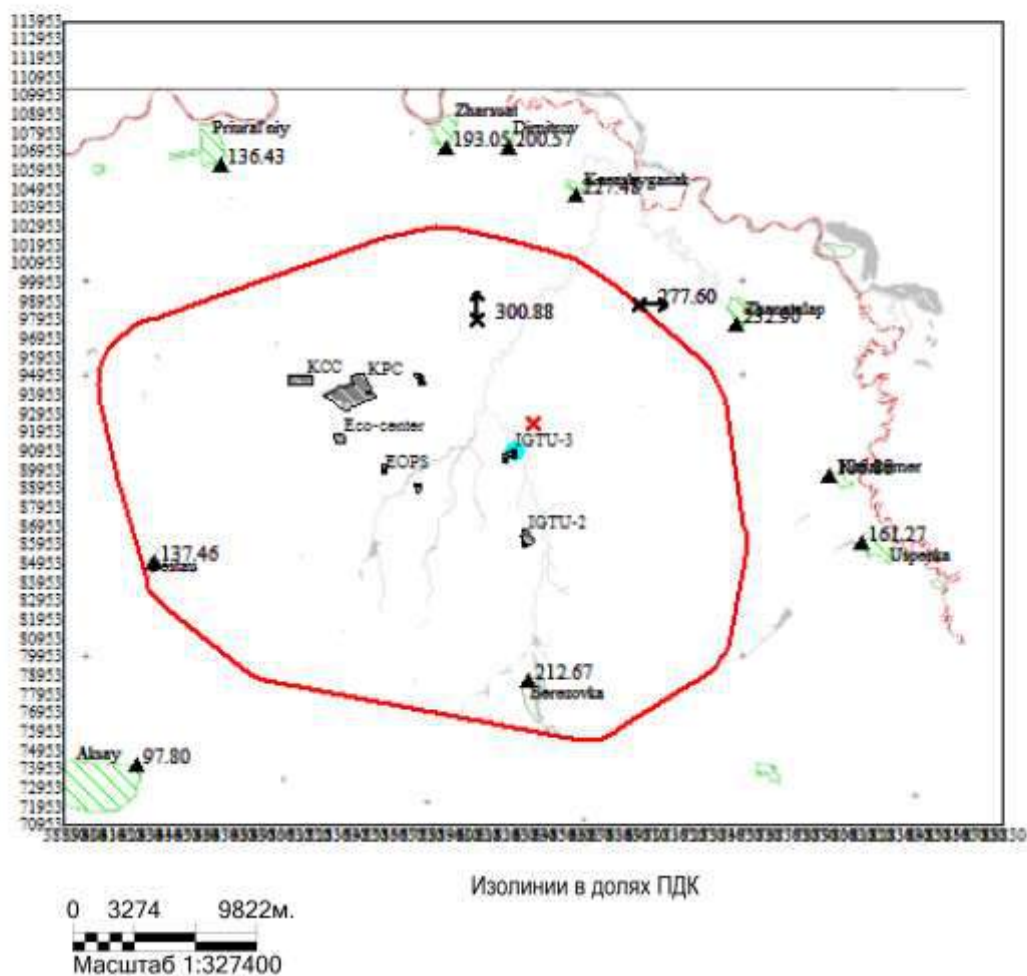
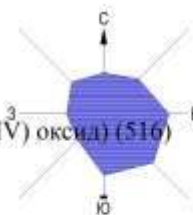


Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

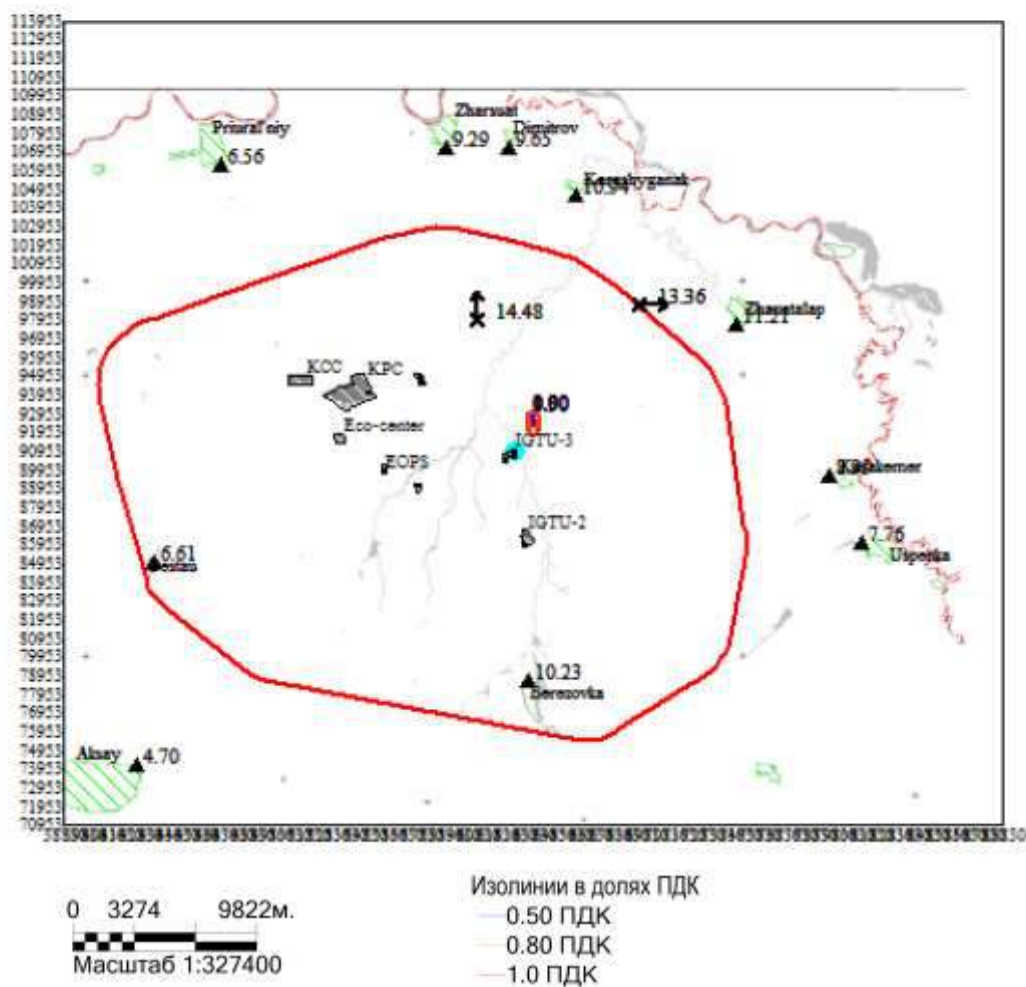
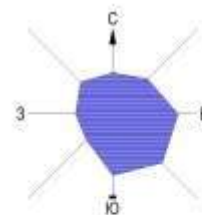


Макс концентрация 300.8770752 ПДК достигается в точке $x=60830$ $y=97953$

При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с

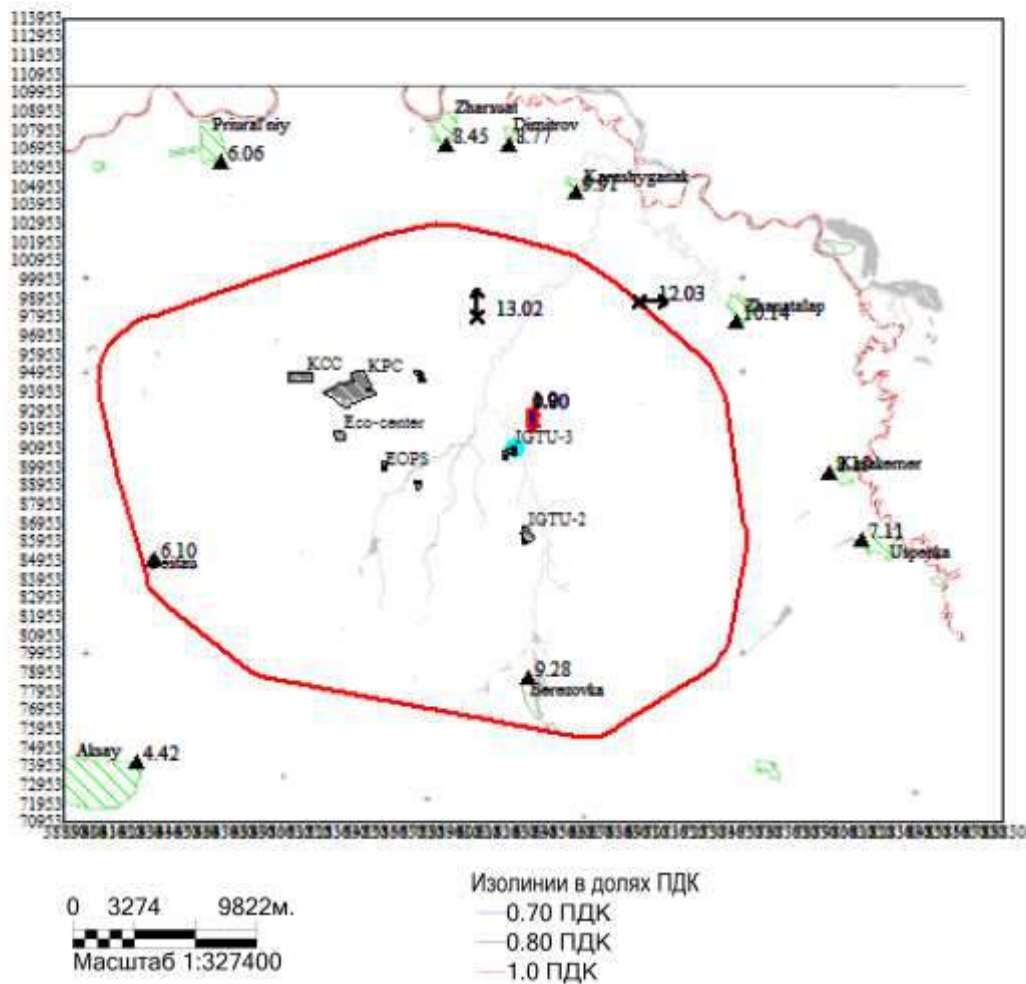
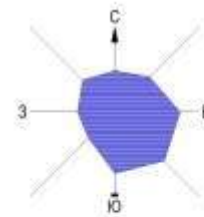
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м, шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



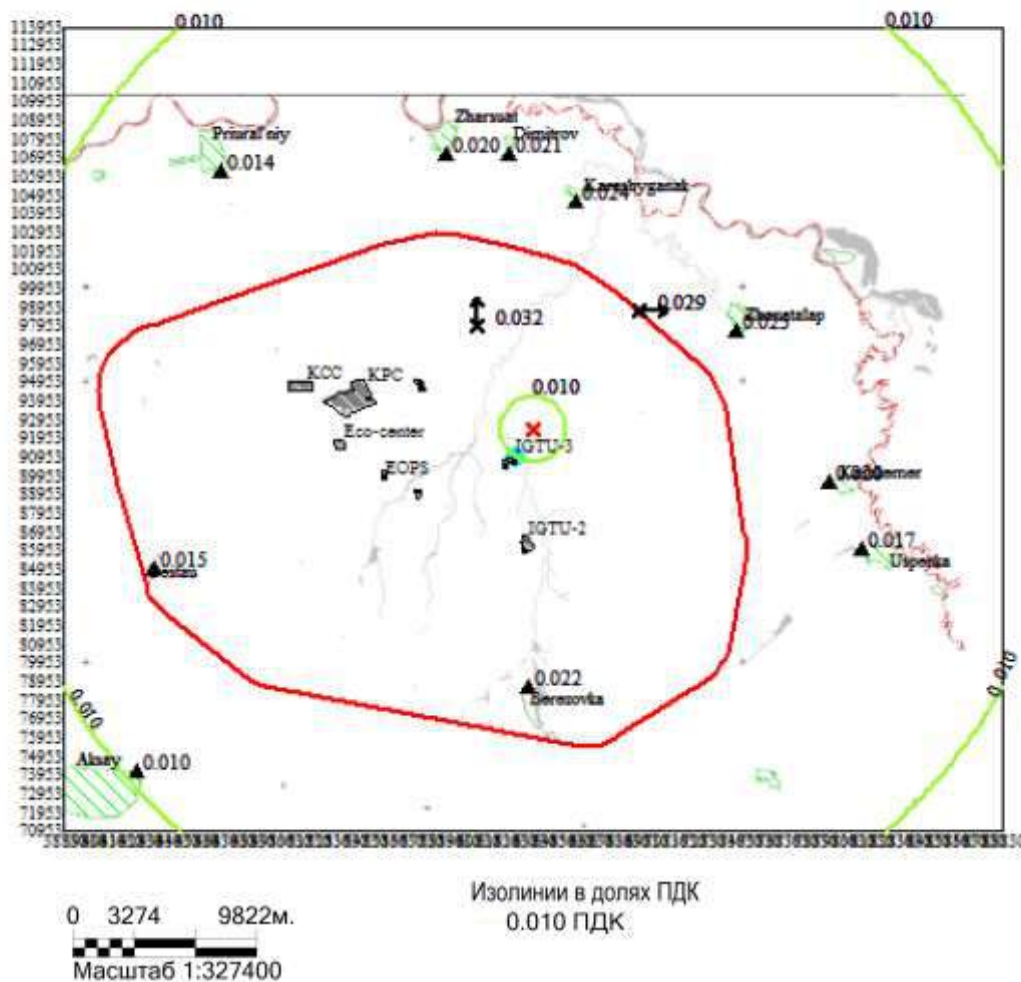
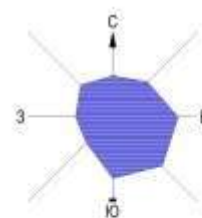
Макс концентрация 14.4772625 ПДК достигается в точке $x = 60830$ $y = 97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



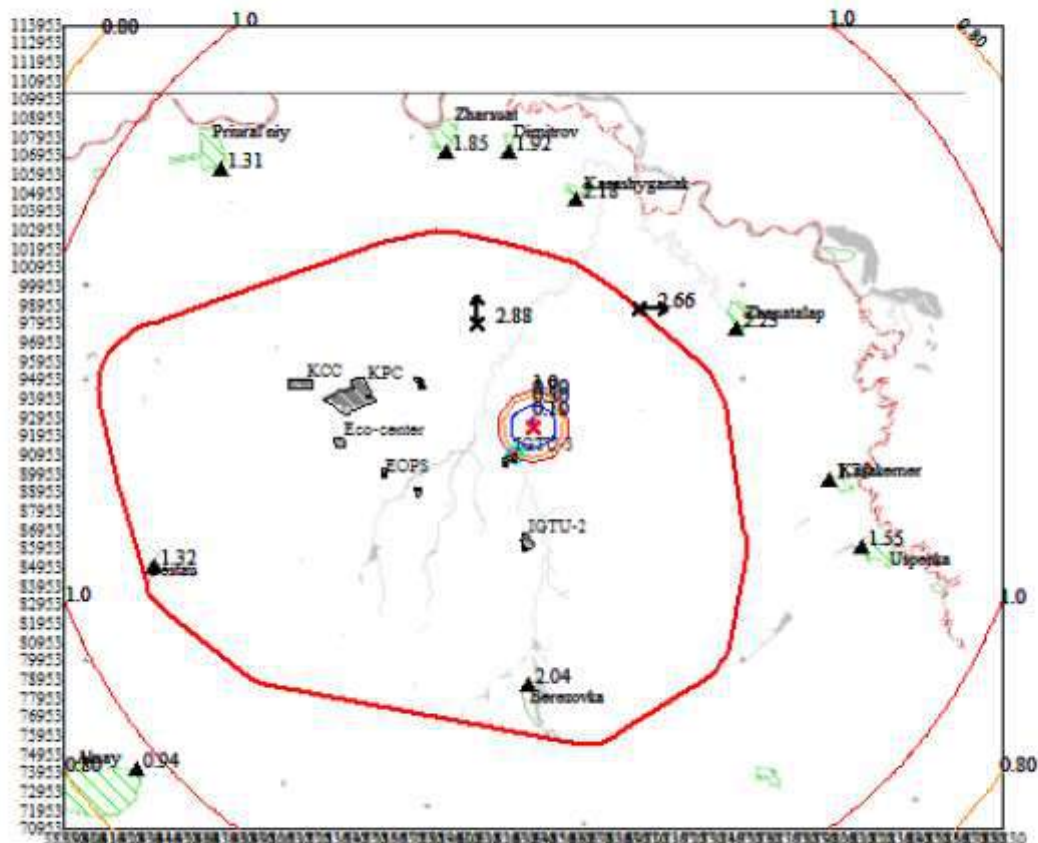
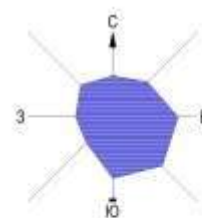
Макс концентрация 13.0162401 ПДК достигается в точке $x = 60830$ $y = 97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0410 Метан (727*)



Макс концентрация 0.0318286 ПДК достигается в точке $x=60830$ $y=97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)

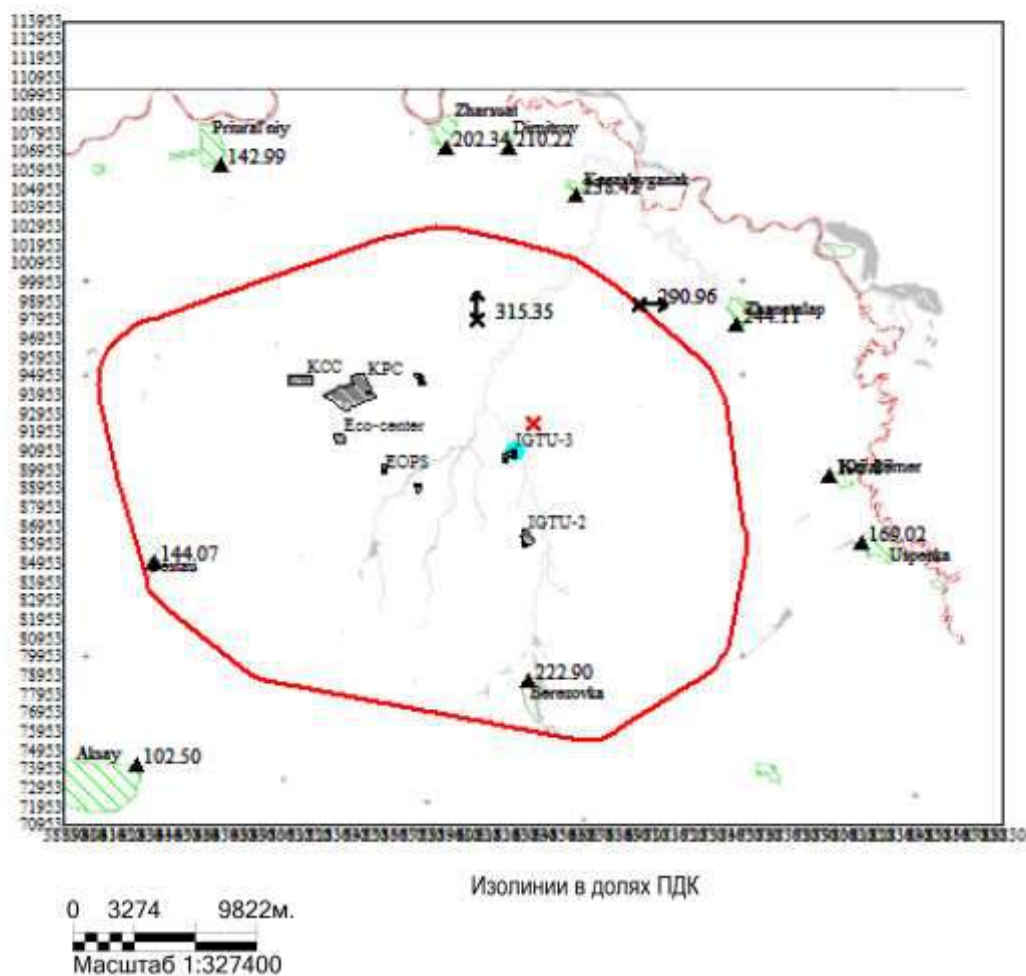
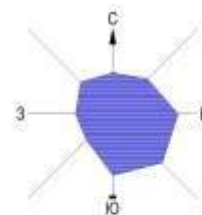


0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК
 — 0.10 ПДК
 — 0.50 ПДК
 — 0.80 ПДК
 — 1.0 ПДК

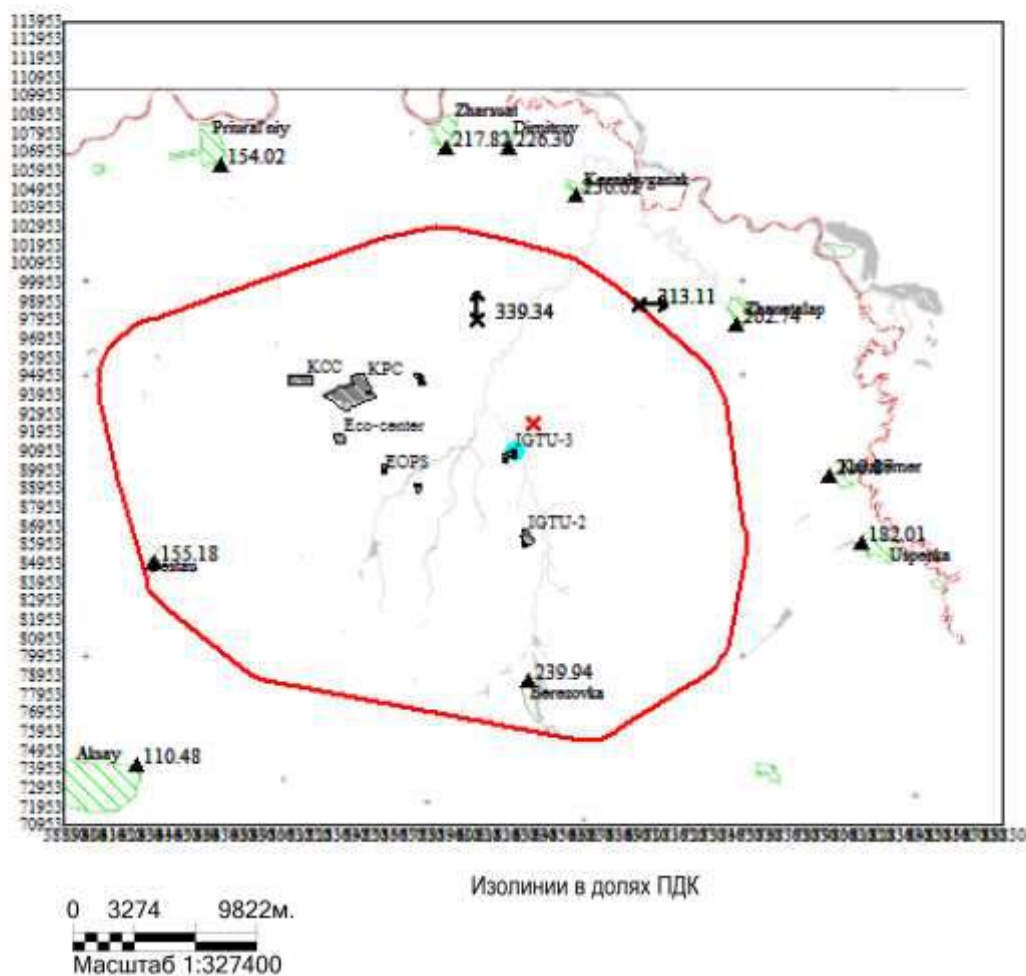
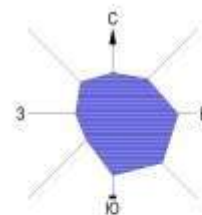
Макс концентрация 2.8845406 ПДК достигается в точке $x=60830$ $y=97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _30 0330+0333



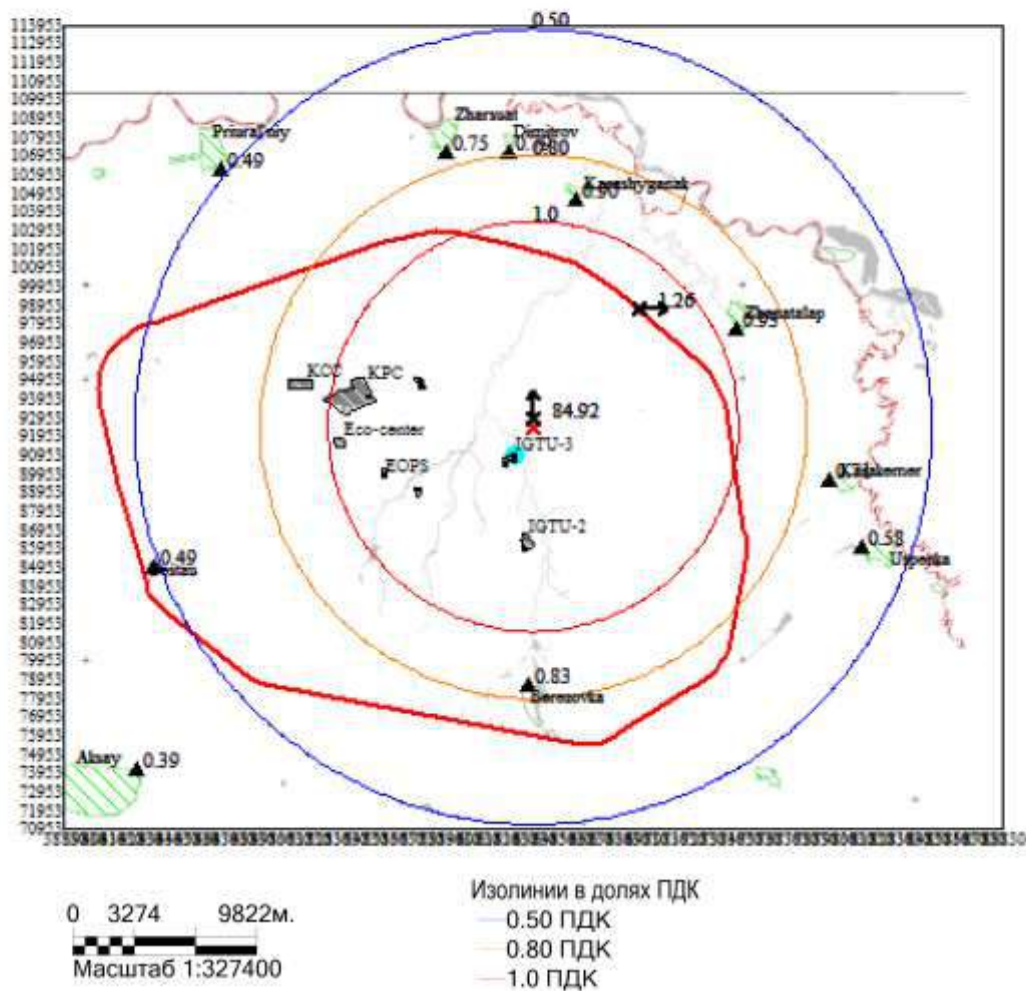
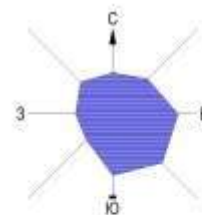
Макс концентрация 315.3543091 ПДК достигается в точке $x = 60830$ $y = 97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 2 Вар.№ 6
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



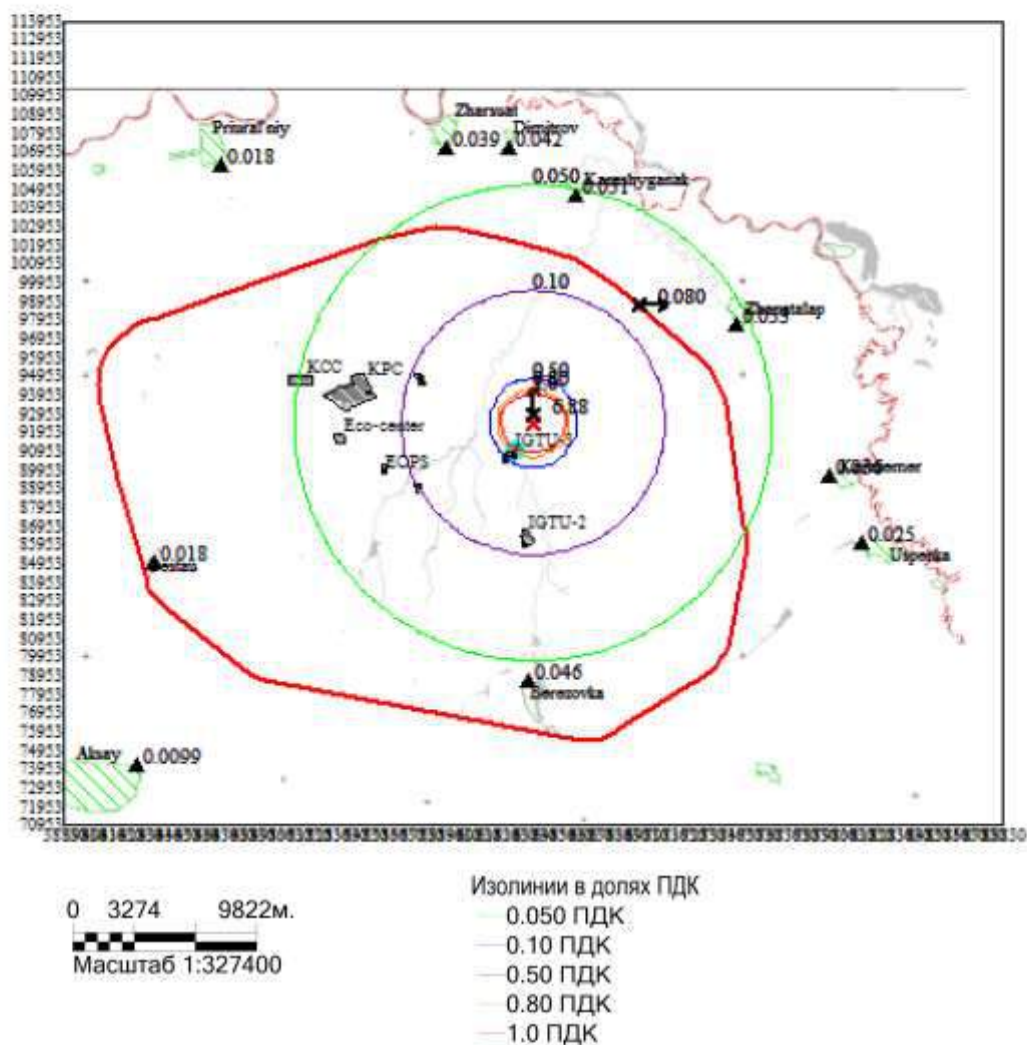
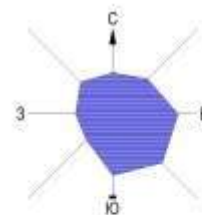
Макс концентрация 339.3413696 ПДК достигается в точке $x=60830$ $y=97953$
 При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



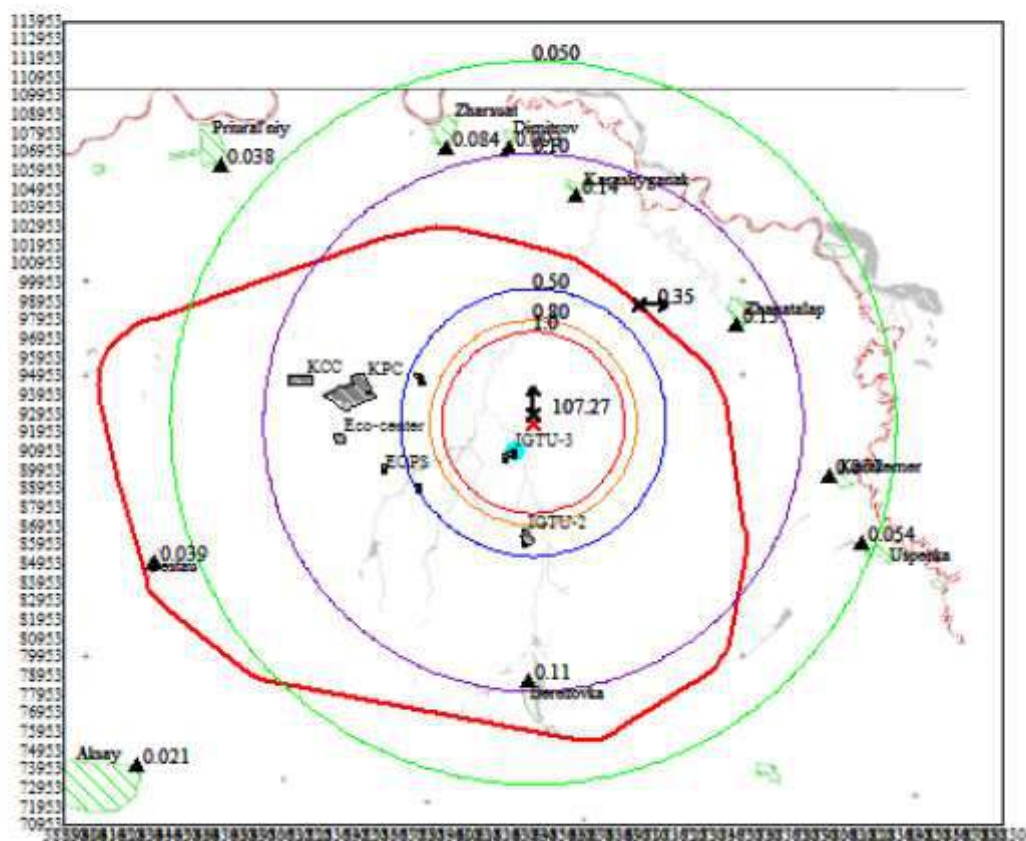
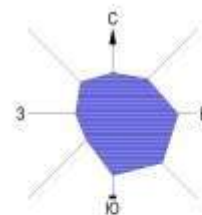
Макс концентрация 84.9195023 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Макс концентрация 6.8777719 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51*44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.10 ПДК
 — 0.50 ПДК
 — 0.80 ПДК
 — 1.0 ПДК

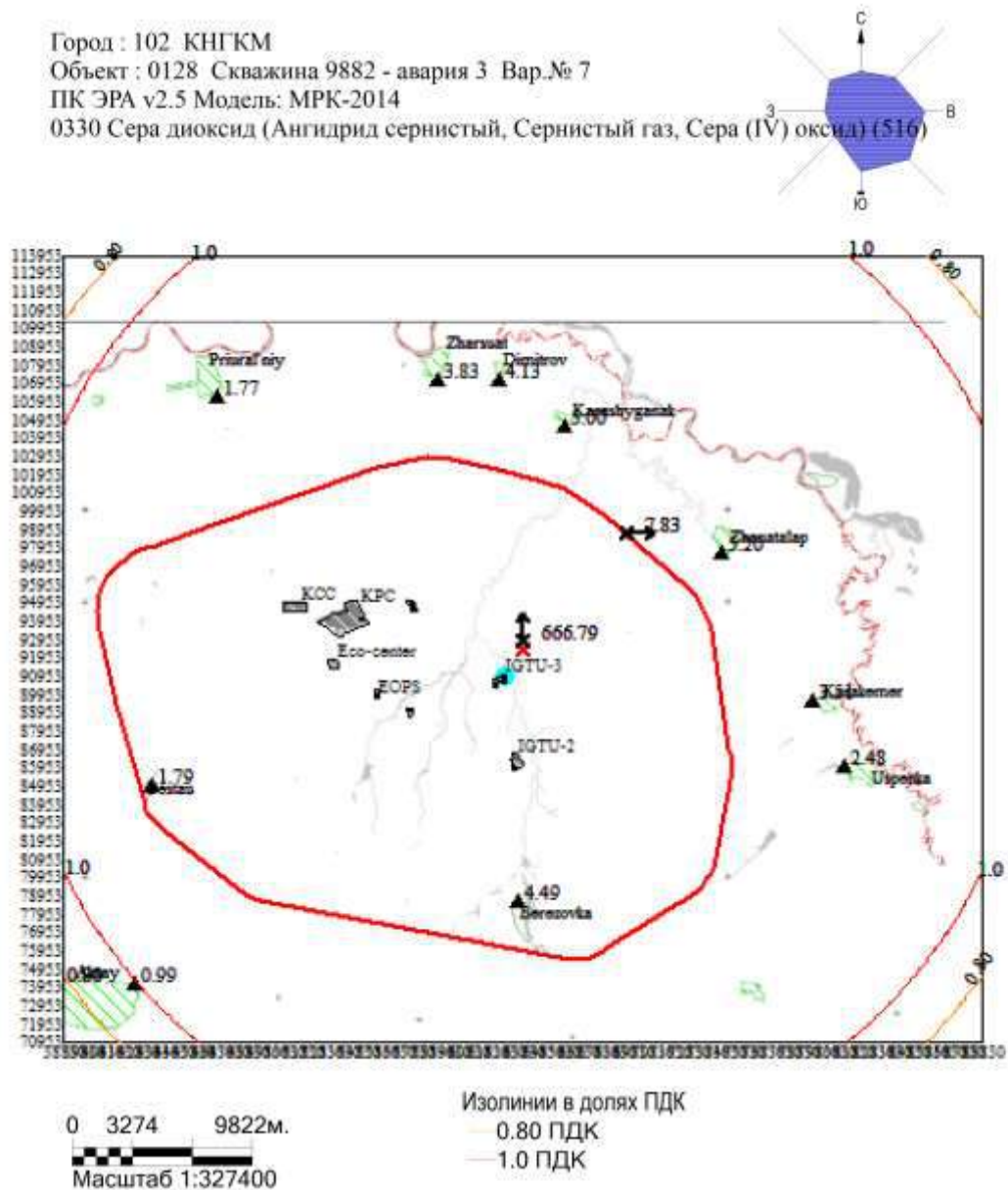
Макс концентрация 107.2685928 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.15 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ

Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7

ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

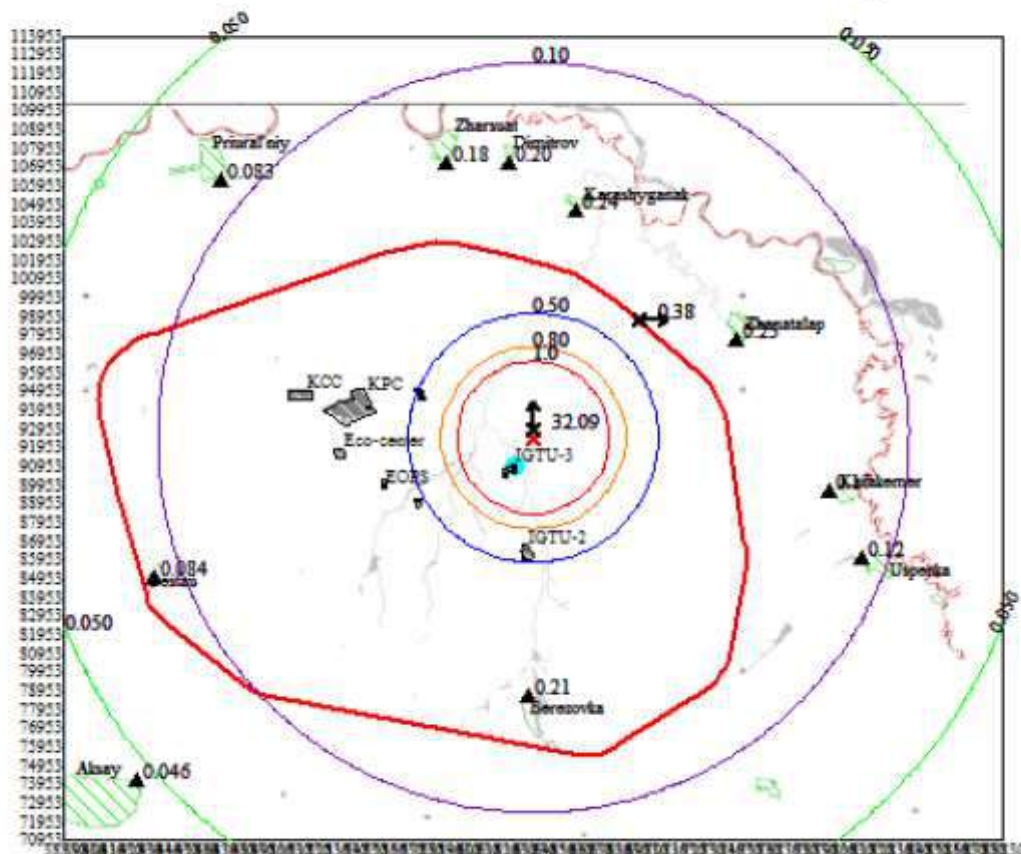
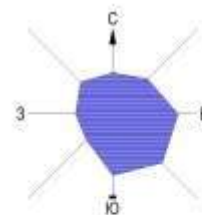
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (S16)

Макс концентрация 666.7855225 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$ При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,

шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

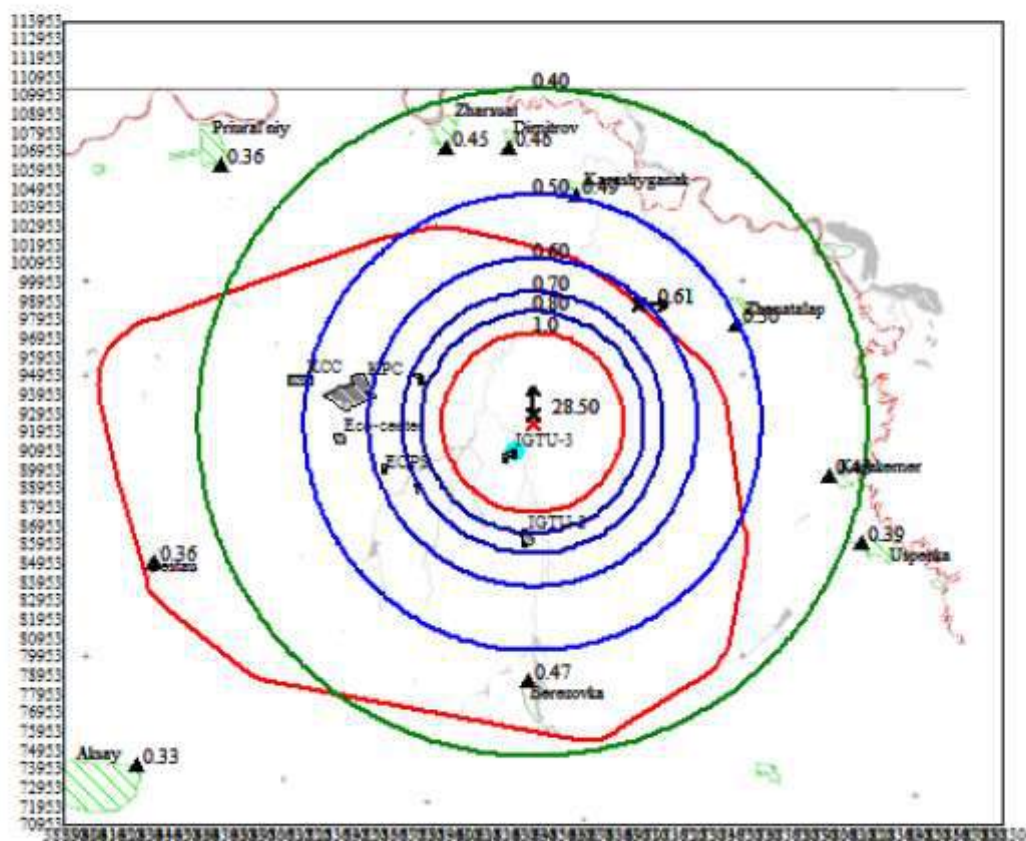
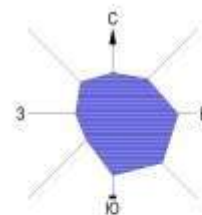
Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.10 ПДК
 — 0.50 ПДК
 — 0.80 ПДК
 — 1.0 ПДК

Макс концентрация 32.085743 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



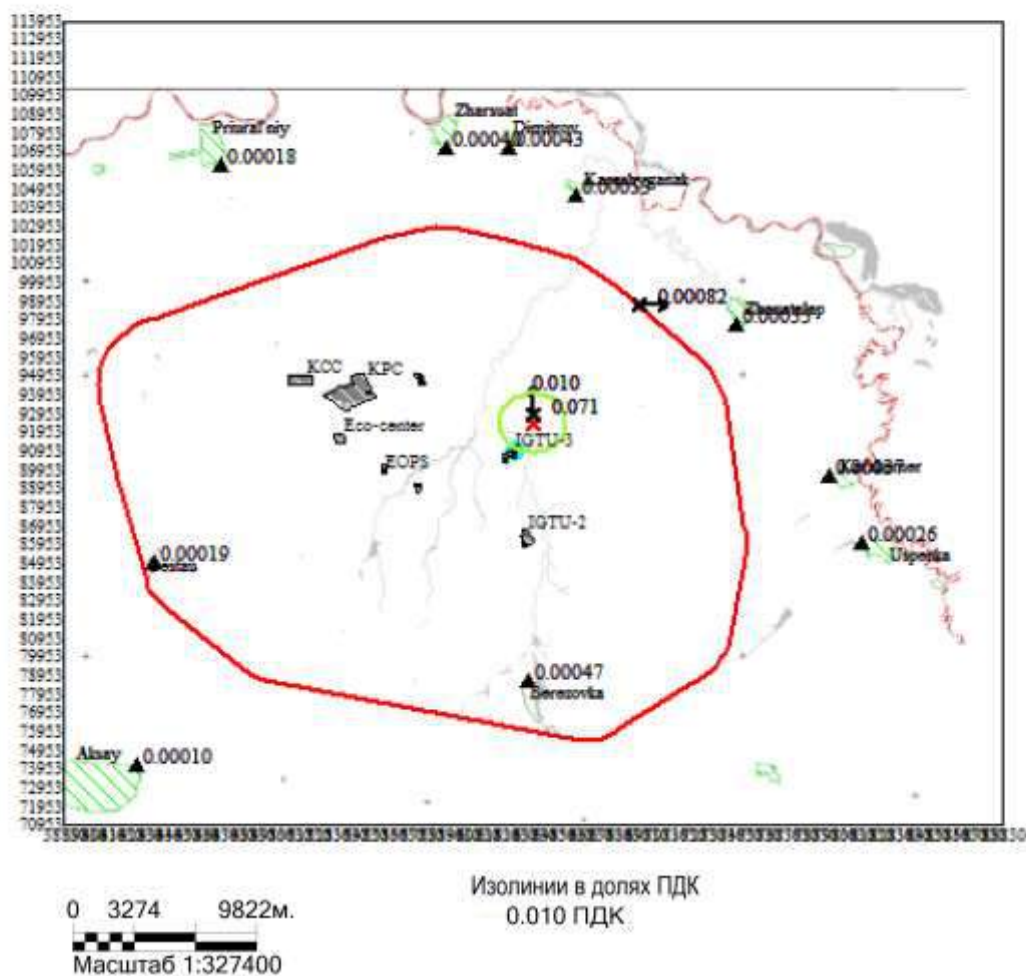
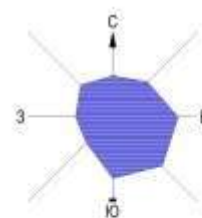
0 3274 9822м.
 Масштаб 1:327400

Изолинии в долях ПДК

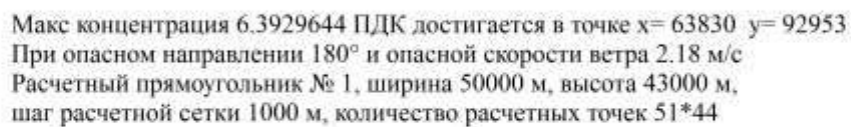
- 0.40 ПДК
- 0.50 ПДК
- 0.60 ПДК
- 0.70 ПДК
- 0.80 ПДК
- 1.0 ПДК

Макс концентрация 28.5013008 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

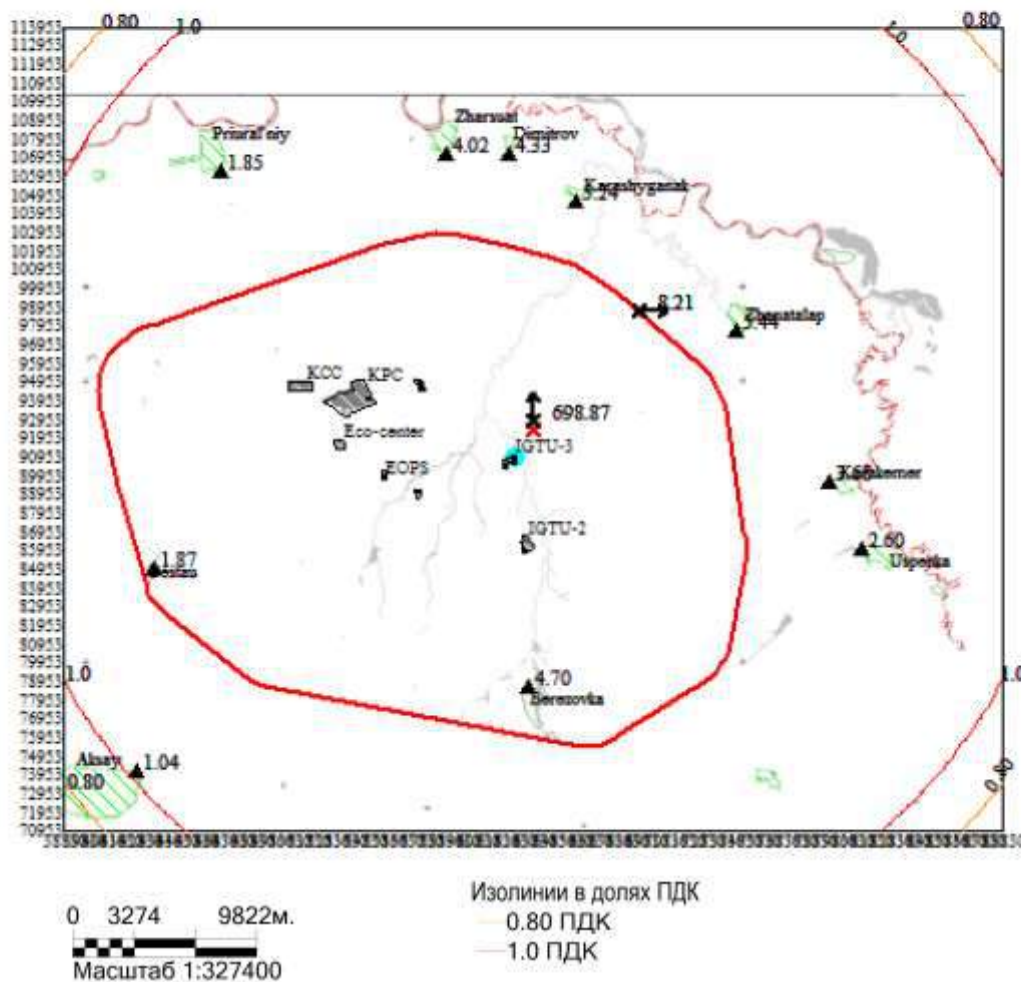
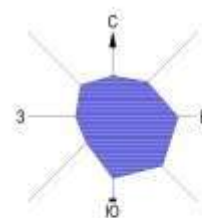
Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0410 Метан (727*)



Макс концентрация 0.0705413 ПДК достигается в точке $x=63830$ $y=92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

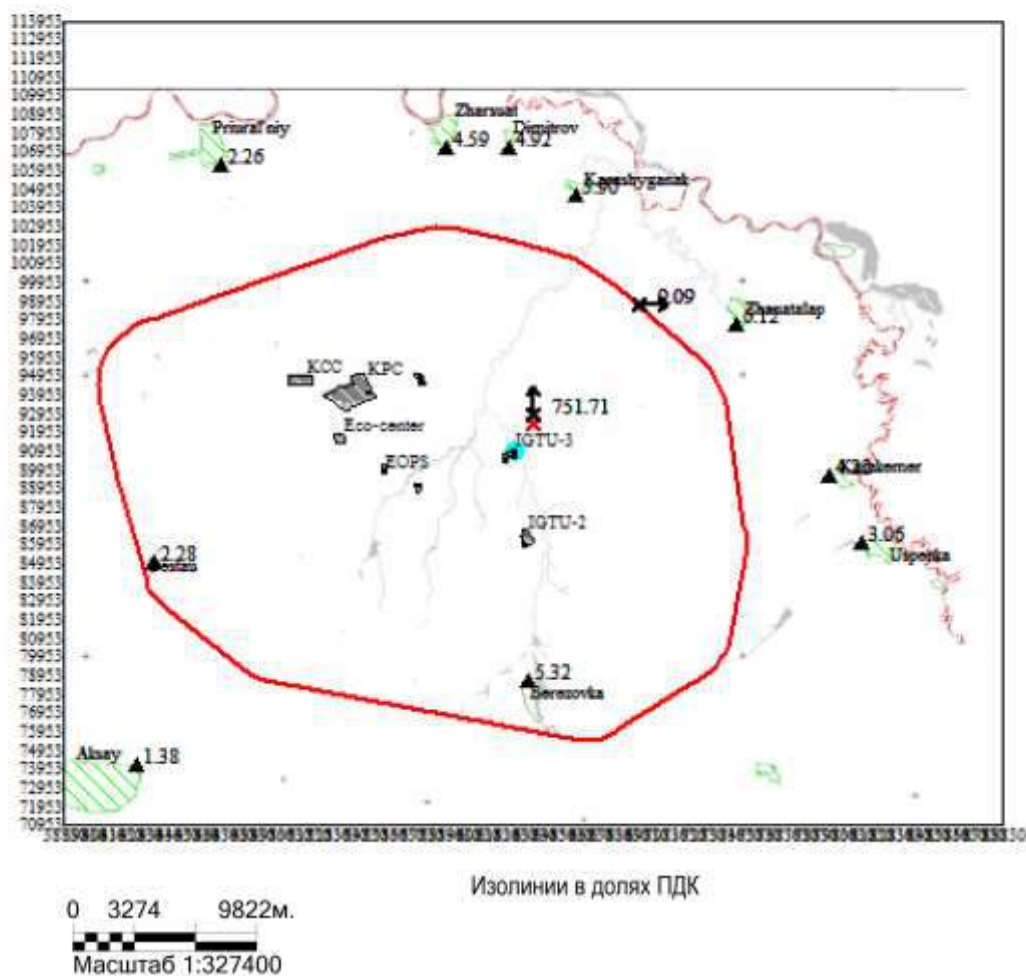
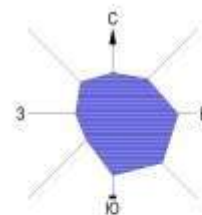


Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _30 0330+0333



Макс концентрация 698.8712769 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

Город : 102 КНГКМ
 Объект : 0128 Скважина 9882 - авария 3 Вар.№ 7
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



Макс концентрация 751.7050781 ПДК достигается в точке $x = 63830$ $y = 92953$
 При опасном направлении 180° и опасной скорости ветра 2.18 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 50000 м, высота 43000 м,
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 51×44

ПРИЛОЖЕНИЕ 11
СВОЙСТВА И СОСТАВ ГАЗОВОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗЫ ССПФ
(ДЛЯ РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ОТ ФАКЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ)



Karachaganak Petroleum Operating b.v

Field Department - Chemical Laboratories



15/11/2020

Bulletin № 49572 A / HYDROCARBON LABORATORY

Sample Type	CONDENSATE			
Sample From	UNIT3_3_200	UNIT-3 Test separator		
Sampling Point	UNIT3_002	Condensate Outlet Test Separator C-401		
Well №	WELL-9850 - Single Rate	Rate	33.70	Sm ³ /hour
Sampled Date	15/11/20 08:50	Pressure	121.00	Bar
Received Date	15/11/20 11:30	Temperature	45.00	°C
Sampled By	KPC Chemical Lab	Container	9	

Degassing Gas Analytical Results

Degassing gas composition		% mol (mol)	
Mercaptans(RSH)	- 0.057	Heptane(C ₇ H ₁₆)	- 0.130
Hydrogen Sulfide(H ₂ S)	- 10.517	Octane(C ₈ H ₁₈)	- 0.041
Nitrogen(N ₂)	- 0.151	Nonane(C ₉ H ₂₀)	- 0.013
Carbon Dioxide(CO ₂)	- 7.796	Decane(C ₁₀ H ₂₂)	- 0.004
Methane(CH ₄)	- 56.534	Undecane(C ₁₁ H ₂₄)	- 0.001
Ethane(C ₂ H ₆)	- 11.542	Dodecane(C ₁₂ H ₂₆)	- 0.000
Propane(C ₃ H ₈)	- 6.990	Tridecane(C ₁₃ H ₂₈)	- 0.000
iso-Butane(i-C ₄ H ₁₀)	- 1.300	Tetradecane(C ₁₄ H ₃₀)	- 0.000
n-Butane(n-C ₄ H ₁₀)	- 2.679	Pentadecane(C ₁₅ H ₃₂)	- 0.000
iso-Pentane(i-C ₅ H ₁₂)	- 0.885	Total	- 100
n-Pentane(n-C ₅ H ₁₂)	- 0.771		
Hexane(C ₆ H ₁₄)	- 0.589		

Density of gas at 20°C	1.1203	g/l	Weight gas	16.96	g
Molar mass gas	26.93	g/mol	Gas volume at standard condition	15.14	L
			Volume of cylinder	146.19	ml

Stable Condensate Analytical Results

Stable condensate composition		% wt (wt)	
Mercaptans(RSH)	- 0.36	Undecane(C ₁₁ H ₂₄)	- 5.79
Hydrogen Sulfide(H ₂ S)	- 0.12	Dodecane(C ₁₂ H ₂₆)	- 5.18
Ethane(C ₂ H ₆)	- 0.12	Tridecane(C ₁₃ H ₂₈)	- 5.04
Propane(C ₃ H ₈)	- 1.16	Tetradecane(C ₁₄ H ₃₀)	- 4.20
iso-Butane(i-C ₄ H ₁₀)	- 0.75	Pentadecane(C ₁₅ H ₃₂)	- 3.97
n-Butane(n-C ₄ H ₁₀)	- 2.30	Hexadecane(C ₁₆ H ₃₄)	- 3.35
iso-Pentane(i-C ₅ H ₁₂)	- 2.06	Heptadecane(C ₁₇ H ₃₆)	- 3.22
n-Pentane(n-C ₅ H ₁₂)	- 2.40	Octadecane(C ₁₈ H ₃₈)	- 2.47
Hexane(C ₆ H ₁₄)	- 5.33	Nonadecane(C ₁₉ H ₄₀)	- 2.74
Heptane(C ₇ H ₁₆)	- 6.86	Eicosane(C ₂₀ H ₄₂ +) - 19.11	
Octane(C ₈ H ₁₈)	- 8.48	Total	- 100
Nonane(C ₉ H ₂₀)	- 7.85	Sum of heavy hydrocarbons C ₅ H ₁₂ +	- 95.17
Decane(C ₁₀ H ₂₂)	- 7.12		

Density of stable condensate at 20 °C	0.794	g/cm ³	Condensate volume at 20°C	109.40	ml
Water	0.000	%wt	Wax	4.87	%wt
Chloride salts	9.81	mg/l			

Created on: 02/03/2022 15:11:58
 Created from: Web LIMS (Unauthorized)

SN 416158



Karachaganak Petroleum Operating b.v

Field Department - Chemical Laboratories



15/11/2020

Bulletin № 49572 A / HYDROCARBON LABORATORY, cont.

Sample Type	CONDENSATE			
Sample From	UNIT3_3_200	UNIT-3 Test separator		
Sampling Point	UNIT3_002	Condensate Outlet Test Separator C-401		
Well №	WELL-9850 - Single Rate	Rate	33.70	Sm ³ /hour
Sampled Date	15/11/20 08:50	Pressure	121.00	Bar
Received Date	15/11/20 11:30	Temperature	45.00	°C
Sampled By	KPC Chemical Lab	Container	9	

Unstable Condensate Analytical Results

Unstable condensate composition	% wt (мас)	Density of unstable condensate(work con)	0.710	g/cm ³
Mercaptans(RSH)	0.34	Shrinkage factor	0.252	-
Hydrogen Sulfide(H ₂ S)	2.27			
Carbon Dioxide(CO ₂)	2.08			
Nitrogen(N ₂)	0.03	GLR	0.20	kg/kg
Methane(CH ₄)	5.50	GLR(Sm ³ /m ³)	138.41	Sm ³ /m ³
Ethane(C ₂ H ₆)	2.20	Sour Sulfur(S)	0.14	%wt
Propane(C ₃ H ₈)	2.84			
iso-Butane(i-C ₄ H ₁₀)	1.09			
n-Butane(n-C ₄ H ₁₀)	2.87			
iso-Pentane(i-C ₅ H ₁₂)	2.11			
n-Pentane(n-C ₅ H ₁₂)	2.35			
Hexane(C ₆ H ₁₄)	4.77			
Heptane(C ₇ H ₁₆)	5.82			
Octane(C ₈ H ₁₈)	7.12			
Nonane(C ₉ H ₂₀)	6.58			
Decane(C ₁₀ H ₂₂)	5.96			
Undecane(C ₁₁ H ₂₄)	4.85			
Dodecane(C ₁₂ H ₂₆)	4.34			
Tridecane(C ₁₃ H ₂₈)	4.22			
Tetradecane(C ₁₄ H ₃₀)	3.52			
Pentadecane(C ₁₅ H ₃₂)	3.32			
Hexadecane(C ₁₆ H ₃₄)	2.80			
Heptadecane(C ₁₇ H ₃₆)	2.70			
Octadecane(C ₁₈ H ₃₈)	2.07			
Nonadecane(C ₁₉ H ₄₀)	2.29			
Eicosane(C ₂₀ H ₄₂ *)	15.96			
Total%	100			
Sum of heavy hydrocarbons C ₇ H ₁₆ +	71.55			
Sum of heavy hydrocarbons C ₅ H ₁₂ +	80.78			

Created on: 02/03/2022 15:11:58
 Created from: Web LIMS (Unauthorized)

SN 416158



Karachaganak Petroleum Operating b.v

Field Department - Chemical Laboratories



15/11/2020

Bulletin № 49571 / HYDROCARBON LABORATORY

Sample Type **GAS**
 Sample From **UNIT3_3_200** **UNIT-3 Test separator**
 Sampling Point **UNIT3_001** **Gas Outlet Test Separator C-401**

Sampling Conditions

Well №	WELL-9850 - SR	FIOW_3200_FI003_	23250.00	Sm ³ /hour
Sampled Date	15/11/20 08:50	3200_B_PI002	121.00	Barg
Received Date	15/11/20 11:30	3200_B_TI002	45.00	°C
Sampled By	KPC Chemical Lab			
Cylinder №	7			

Analytical Results

GC Analysis (GPA 2286)	% mol	Mercaptans(R ₂ H)	0.859	g/m ³	ST RK ASTM D5504
Hydrogen Sulfide(H ₂ S)	3.831	Sour Sulfur(S)	0.446	g/m ³	ST RK ASTM D5504
Nitrogen(N ₂)	0.726	Sour Sulfur(S)	339.912	ppmv	ST RK ASTM D5504
Carbon Dioxide(CO ₂)	6.135	Physical Characteristics calculated at			
Methane(CH ₄)	77.730	20 °C and 101325 Pa (ST RK ISO 6976)			
Ethane(C ₂ H ₆)	5.937	Inferior Calorific value (MJ/m ³)		36.86	
Propane(C ₃ H ₈)	2.615	Inferior Calorific value (kcal/m ³)		8841	
iso-Butane(i-C ₄ H ₁₀)	0.446	Superior Calorific value (MJ/m ³)		40.66	
n-Butane(n-C ₄ H ₁₀)	0.887	Superior Calorific value (kcal/m ³)		9752	
iso-Pentane(i-C ₅ H ₁₂)	0.342	Real Wobbe Index (MJ/m ³)		46.65	
n-Pentane(n-C ₅ H ₁₂)	0.327	Real Wobbe Index (kcal/m ³)		11189	
Hexane(C ₆ H ₁₄)	0.425	Real density (g/dm ³)		0.9155	
Heptane(C ₇ H ₁₆)	0.241	Relative density		0.7597	
Octane(C ₈ H ₁₈)	0.155	Compressibility of mixture		0.9966	
Nonane(C ₉ H ₂₀)	0.112	Molecular weight (g/mol)		21.93	
Decane(C ₁₀ H ₂₂)	0.078				
Undecane(C ₁₁ H ₂₄)	0.013				
Dodecane(C ₁₂ H ₂₆)	0.000				
Tridecane(C ₁₃ H ₂₈)	0.000				
Tetradecane(C ₁₄ H ₃₀)	0.000				
Pentadecane(C ₁₅ H ₃₂ +)	0.000				
Total	100				
Sum of heavy hydrocarbons C ₅ H ₁₂ +	1.693				
Sum of heavy hydrocarbons C ₆ H ₁₄ +	1.024				
Sum of heavy hydrocarbons C ₇ H ₁₆ +	0.599				

Created on: 15/11/2022 15:19:29
 Created from: Web LIMS (Unauthorized)

SN 416157



ПРИЛОЖЕНИЕ 12
ЛИЦЕНЗИЯ АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ»





ЛИЦЕНЗИЯ

07.11.2025 года

02978P

Выдана

Акционерное Общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа имени О.С. Герштанского"

**130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 8, здание № 38А
БИН: 970940000588**

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Бекмухаметов Алибек Муратович

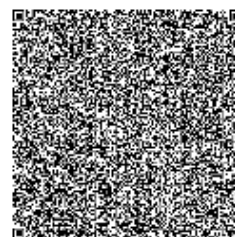
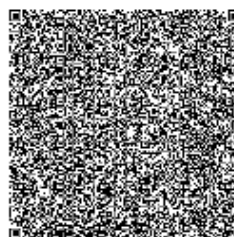
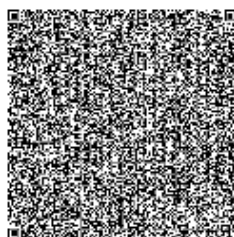
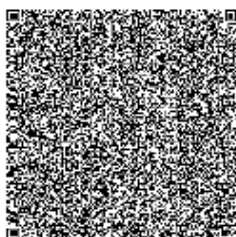
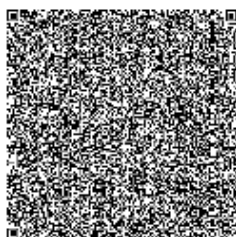
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2007

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

Г.АСТАНА





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02978Р

Дата выдачи лицензии 07.11.2025 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для объектов I категории

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное Общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа имени О.С. Герштанского"

130000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТАУ Г.А., Г.АКТАУ, Микрорайон 8, здание № 38А, БИН: 970940000588

(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

Республика Казахстан, Мангистауская область, город Актау, 8 микрорайон, здание 38А

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан". Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Бекмухаметов Алибек Муратович

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

