



030012 Ақтөбе қаласы, Сәңкібай батыр даңғ. 1
оңқанат
Тел. 74-21-64, 74-21-73 Факс:74-21-70

030012 г.Ақтөбе, пр-т Санкибай Батыра 1. 3 этаж
правое крыло
Тел. 74-21-64, 74-21-73 Факс:74-21-70

ГУ «Управление энергетики и
жилищно-коммунального хозяйства
Актыобинской области»

**Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду
«Отчет о возможных воздействиях «Строительство подводящего и
внутрипоселкового газопровода в с. Жарык Мугалжарского района
Актыобинской области (корректировка)»**

Инициатор намечаемой деятельности: Государственное учреждение «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актыобинской области», 030010, Республика Казахстан, Актыобинская область, Ақтөбе Г.А., г.Ақтөбе, проспект Абилкайыр Хана 40, 061240003738, МҰЗДЫБАЕВ ЕРЖАН МҰЗДЫБАЙҰЛЫ, 8-713-254-2005, YERZHAN_MUZDYBAYULY@MAIL.RU.

Основная цель рабочего проекта - это строительство сетей газоснабжения в с.Жарык, Мугалжарского района Актыобинской области.

Рабочим проектом «Разработка проектно-сметной документации «Строительство подводящего и внутрипоселкового газопровода в с. Жарык Мугалжарского района Актыобинской области (корректировка)» предусматривается корректировка ранее разработанного рабочего проекта. Ранее трасса газопровода высокого давления второй категории 0,6 Мпа ПЭ100 SDR11 из труб полиэтиленовых SDR-11. ПЭ-100 были спроектированы $\varnothing 355 \times 32,2$ мм – 7,557 км; $\varnothing 160 \times 14,6$ мм – 14,477 км, $\varnothing 110 \times 10,0$ мм – 4,134 км. Корректировка проекта заключается в уменьшение диаметра участка подводящего газопровода от точки врезки до жилых массивов Нурлы-Кош-1 и Нурлы-Кош -2. После корректировки проекта участки газопроводов составляет $\varnothing 160 \times 14,6$ мм – 17,0 км, $\varnothing 110 \times 10,0$ мм – 5,6 км, $\varnothing 90 \times 8,2$ мм – 4,134 км. Для газификации с. Жарык запроектирован газопровод высокого давления от существующего полиэтиленового газопровода до ГРПШ-13-2В-У1, газопровод среднего давления от ГРПШ- 13-2В-У1 до ГРПШ-10МС, ГРПШ-6. Общая протяженность проектируемых газопроводов – 31,754 км.

Технологическая часть ГРПШ-13-2В-У1 с узлом учета газа RABOG-160 ГРПШ-13-2В-У1 - шкафной газорегуляторный пункт, используемый в системах газораспределения с целью подачи на объекты газа с оптимальным давлением. ГРПШ-13-2В-У1 редуцирует входное давление до нужных значений и поддерживает его на выходе в заданных пределах при любом уровне входного давления и объеме расхода газа. Если контролируемое давление выходит за установленные границы нормы, газорегуляторный пункт автоматически прекращает подачу газа.

Газ поступает на линии редуцирования по общему входному трубопроводу.

От фильтров, установленных перед входом, газ проходит в регулятор давления, где преобразуется до нужных значений. Газ с редуцированным давлением по выходным линиям подается потребителям.

ГРПШ-13-2В-У1 марки установленный два пункта редуцирования
Среднего давления – регулятор РД-50В



Технологическая линия ГРПШ-13-2В-У1 выполнена с одной основным линиям редуцирования с регулятором на низкое выходное давление.

Газ по входному трубопроводу через входной кран -1 затем через фильтр -2 поступает на узел учета газа после регулятора давления -6, которые снижают давление газа до установленного значения и поддерживают его на заданном уровне.

После редуцирования газ через выходные краны -1 поступает потребителю по одной линии.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открываются предохранительные сбросные клапаны -9, и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывают предохранительные запорные клапаны, перекрывая подачу газа. В случае ремонта оборудования при закрытых выходных кранах -1, газ поступает к потребителю по резервным линиям редуцирования через краны -1, идентичным по составу технологического оборудования основным линиям редуцирования. Контроль давления производится по входному манометру -4, по выходному манометру -4. На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и на резервных линиях редуцирования предусмотрены продувочные трубопроводы. В пунктах предусмотрена автономная настройка регуляторов давления и предохранительных запорных и сбросных клапанов при закрытых выходных запорных устройствах. Для отопления газорегуляторного пункта предусмотрена газогорелочное устройство ОГШН.

Технологическая часть ГРПШ-10МС

ГРПШ-10МС - шкафной газорегуляторный пункт, используемый в системах газораспределения с целью подачи на объекты газа с оптимальным давлением. ГРПШ-10МС редуцирует входное давление до нужных значений и поддерживает его на выходе в заданных пределах при любом уровне входного давления и объеме расхода газа. Если контролируемое давление выходит за установленные границы нормы, газорегуляторный пункт автоматически прекращает подачу газа.

Газ поступает на линии редуцирования по общему входному трубопроводу.

От фильтров, производящих очистку, он проходит в регуляторы давления, где преобразуется до нужных значений. Газ с редуцированным давлением по выходным линиям подается потребителям.

В ГРПШ-6 марки установлены: две линии редуцирования:

- Среднего давления - регулятор РДГК-10М;

Технологическая линия ГРПШ-10МС выполнена с одной основным линиям редуцирования с регулятором на низкое выходное давление.

Газ по входному трубопроводу через входной кран-1 (смотри "Схема пневматическая функциональная") регуляторам давления-2, которые снижают давление газа до установленного значения и поддерживают его на заданном уровне.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открываются предохранительные сбросные клапаны -3, и происходит сброс газа в атмосферу.

На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и



заданных пределах при любом уровне входного давления и объеме расхода газа. Если контролируемое давление выходит за установленные границы нормы, газорегуляторный пункт автоматически прекращает подачу газа.

Газ поступает на линии редуцирования по общему входному трубопроводу. От фильтров, производящих очистку, он проходит в регуляторы давления, где преобразуется до нужных значений. Газ с редуцированным давлением по выходным линиям подается потребителям.

При ремонте оборудования рабочих линий непрерывная работа пункта обеспечивается байпасами.

1. Основание для разработки.

Проект разработан на основании технических условий

2. Назначение.

Газорегуляторный пункт предназначен для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне автоматически.

3. Краткая техническая характеристика.

Наименование параметра

Величина

1. Высокого давления, МПа (кгс/см²) 0,3 (3,0)

3. Технические решения по газовому оборудованию.

В ГРПШ-6 марки установлены: две линии редуцирования:

- Среднего давления - регулятор РДГБ-6;

Технологическая линия ГРПШ-6 выполнена с одной основным линиям редуцирования с регулятором на низкое выходное давление.

Подводящий газопровод высокого давления второй категории

На основании письма акима Мугалжарского района Актюбинской области №05-01/579 от 24.05.2022г. об исключений газопровода для жилых массивов Нурлы-Кош-1 и Нурлы-Кош-2, в связи с нецелесообразностью газификаций данных объектов, заказчиком ГУ «Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Актюбинской области» было принято решение о корректировке рабочего проекта «Строительство подводящего и внутриселского газопровода в с.Жарык Мугалжарского района Актюбинской области (корректировка)» письмо №01-07-17/839 от 27.05.2022г.

Корректировка проекта заключается в уменьшение диаметра участка подводящего газопровода от точки врезки до жилых массивов Нурлы-Кош-1 и Нурлы-Кош-2.

Точка врезки:

1) Подземный полиэтиленовый газопровод высокого давления, давление газа Рпроект.=6,0 кгс/см², Рраб.=4,5 кгс/см² ø225мм.

Подводящий газопровод высокого давления до ГРПШ-13-2В-У1, расположенного в районе с.Жарык, запроектирован из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 4437-2004 (ГОСТ Р 50838-2011) ПЭ100 SDR-11 ø160×14,6мм, ø110×10,0мм, ø90×8,2мм,

Глубина заложения полиэтиленового газопровода не менее 1,3 м. Труба газопровода укладывается на выровненное основание из мягкого грунта толщиной 100 мм и присыпается мягким грунтом толщиной не менее 200 мм над трубопроводом с подбивкой пазух.

Обозначение трассы полиэтиленового газопровода выполнено установкой



В целях предотвращения механического повреждения газопровода необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета несмываемой надписью: «Сақ болыңыз! Газ! Осторожно! Газ» по ГОСТу 10354-82 (по действующей нормативной документации) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

Соединение полиэтиленового газопровода со стальным следует выполнять неразъемным. Стальные участки узлов неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией "весьма усиленного" типа. На выходе из земли на вертикальном участке предусмотрено установка защитного футляра не менее 0,9 м. Согласно СП РК 4.03-101-2013 п.11.3, Таблица-22, поз.6, сварные стыки газопровода подвергнуть 100% проверки физическими методами испытания, ультразвуковой дефектоскопией. Стальные футляры должны быть покрыты изоляцией "весьма усиленного" типа.

Для защиты от коррозии окраску надземных газопроводов защитить покрытием из двух слоев грунтовки и двух слоев краски (покраска газопровода желтым цветом, опоры - черным). Укладку полиэтиленовых труб в траншею производить:

1). При температуре окружающего воздуха выше + 10°С уложить газопровод свободным изгибом (змейкой) с засыпкой – в наиболее холодное время суток.

2). При температуре окружающего воздуха ниже + 10°С возможна укладка прямолинейно, а засыпку газопровода производить в самое теплое время суток. Учитывая, что в состав газа входит пропан-бутановые фракции, и во избежании их конденсаций в зимний период, на газопроводе устанавливаются конденсатосборники. Проектом предусмотрена весьма усиленная изоляция конденсатосборников согласно ГОСТ 9.602-2005 (полимерными лентами).

Согласно МСП 4.03-103-2005 п.6,94 работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С и не выше плюс 30 °С.

Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, установка арматуры и сооружений, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200-500 м) устанавливаются опознавательные знаки. На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстояние до газопровода, сооружения.

В районе с. Жарык для понижения давления с высокого 2-категорий до среднего давления (для с. Жарык) проектом предусмотрена установка газорегуляторного пункта (с двумя линиями редуцирования на выходе среднее давление) с узлом учета "ГРПШ-15-2В-У1".

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения":

Надземный газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.
- На герметичность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 0,5 часов.

Подземный газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.
- На герметичность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 24 часов.

Строительство и монтаж газопроводов выполнить в соответствии с требованиями:

Требования по безопасности объектов систем газоснабжения СП РК 4.03-101-2013, СП РК 4.03-103-2005, МСП 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, Требования по монтажу полиэтиленовых газопроводов с учетом определения их параметров и требований к безопасности систем газоснабжения.



Переход газопровода высокого давления через автодорогу методом ГНБ км 100+56,0

Основанием для проектирования является:

- Технические условия №03-МгГХ-2020-0000998 от 02.12.2020г., выданы АПФ АО «КазТрансГаз-Аймак».

- Технические условия №KZ43VAQ00001802 от 12.02.2021г., выданы Актюбинский областной филиал АО "НК "КазАвтоЖол"

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления через автодорогу А -27 «Актобе- Атырау - граница РФ (на Астрахань)» на км100+56 слева, методом горизонтально-направленного бурения. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром $\varnothing 160$ мм с толщиной стенки 14,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить методом горизонтально-направленного бурения. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом горизонтально-направленного бурения, должна быть не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой выполнить в полиэтиленовом футляре $\varnothing 315$ мм с толщиной стенки 28,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, по ходу газа, установить контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, концы футляра вывести на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами.

Строить переходы рекомендуется летом.

Переход газопровода выполнен методом горизонтально направленного бурения.

Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- На первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;

- На втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;

- На третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу. Способ наклонно-направленного бурения позволяет прокладывать газопроводы из стальных и полиэтиленовых труб как по прямолинейной, так и по криволинейной трассе.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта.

Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения":

Газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 мпа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,6 мпа в течении 24 часов.

Строительство и монтаж газопроводов выполнить в соответствии с требованиями: Требования по безопасности объектов систем газоснабжения, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013, "Требования к безопасности систем газоснабжения", СН РК 3.03-01-2013



- Технические условия №03-МГХ-2020-0000998 от 02.12.2020г., выданы АПФ АО «КазТрансГаз-Аймак».

- Технические условия №KZ70VAQ00001801 от 12.02.2021г., выданы Актюбинский областной филиал АО "НК "КазАвтоЖол"

Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления через автодорогу А -27 «Актобе- Атырау - граница РФ (на Астрахань)» на км103+103 слева, методом горизонтально-направленного бурения. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром $\varnothing 160$ мм с толщиной стенки 14,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить методом горизонтально-направленного бурения. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом горизонтально-направленного бурения, должна быть не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой выполнить в полиэтиленовом футляре $\varnothing 315$ мм с толщиной стенки 28,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, по ходу газа, установить контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, концы футляра вывести на__ расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами.

Строить переходы рекомендуется летом.

Переход газопровода выполнен методом горизонтально направленного бурения.

Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- На первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;

- На втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;

- На третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу.

Способ наклонно-направленного бурения позволяет прокладывать газопроводы из стальных и полиэтиленовых труб как по прямолинейной, так и по криволинейной трассе.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта.

Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения":

Газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 24 часов.

Строительство и монтаж газопроводов выполнить в соответствии с требованиями: Требования по безопасности объектов систем газоснабжения, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013, "Требования к безопасности систем газоснабжения", СН РК 3.03-01-2013 Автомобильные дороги.

Переход газопровода высокого давления через автодорогу методом ГНБ км 88+31,0



Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления через автодорогу А -27 «Актобе- Атырау - граница РФ (на Астрахань)» на км88+31 слева, методом горизонтально-направленного бурения. Газопровод на переходе запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром $\varnothing 160$ мм с толщиной стенки 14,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Переход выполнить методом горизонтально-направленного бурения. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом горизонтально-направленного бурения, должна быть не менее 2,5 м от подошвы насыпи до верха футляра. Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с автодорогой выполнить в полиэтиленовом футляре $\varnothing 315$ мм с толщиной стенки 28,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 SDR 11 ПЭ100 с коэффициентом запаса прочности 2,8. На конце футляра, по ходу газа, установить контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Согласно норм МСН 4.03-01-2003, концы футляра вывести на расстояние не менее 2,0 м за пределы подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закрепленными хомутами.

Строить переходы рекомендуется летом.

Переход газопровода выполнен методом горизонтально направленного бурения.

Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- На первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;

- На втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;

- На третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу.

Способ наклонно-направленного бурения позволяет прокладывать газопроводы из стальных и полиэтиленовых труб как по прямолинейной, так и по криволинейной трассе.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта.

Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения":

газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 24 часов.

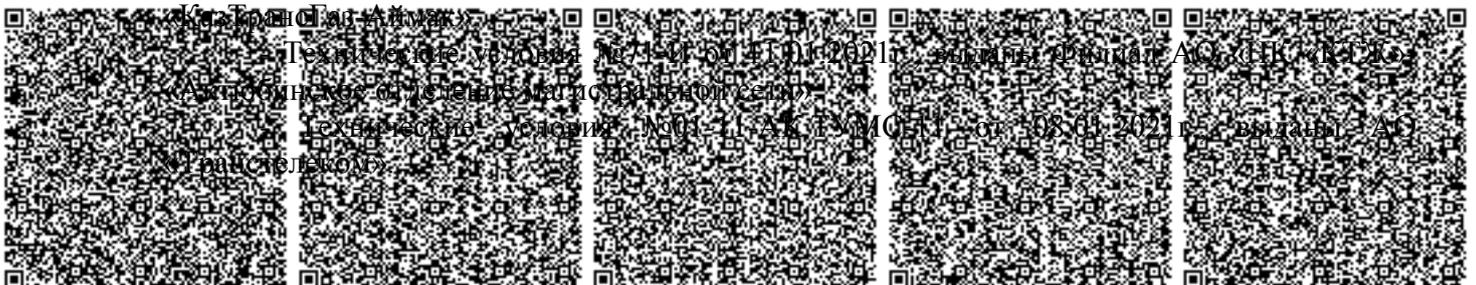
Строительство и монтаж газопроводов выполнить в соответствии с требованиями: Требования по безопасности объектов систем газоснабжения, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013, "Требования к безопасности систем газоснабжения", СН РК 3.03-01-2013 Автомобильные дороги.

Переход газопровода высокого давления через железную дорогу методом ГНБ на 1875 км на пикете 8+75м перегона рзд.47-Кандыгагаш

Данный проект разработан на основании технических условий выданных АПФ АО «КазТрансГаз-Аймак».

Основанием для проектирования является:

- Технические условия №03-МГХ-2020-0000998 от 02.12.2020г., выданы АПФ АО



Проектом предусмотрен переход газопровода высокого давления через железную дорогу методом ГНБ на 1875 км, ПК 8+75 м, перегона рзд.47-Кандыгааш. Газопровод на переходе через железную дорогу запроектирован из полиэтиленовых труб диаметром 160 мм с толщиной стенки 14,6 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 с коэффициентом запаса прочности 2,8. По п. 1.1 Прокладку газопровода высокого давления в месте пересечения с железной дорогой выполнить под углом 90° в полиэтиленовом футляре $\varnothing 355$ мм с толщиной стенки 32,2 мм по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Перед пересечением с железной дорогой установлено отключающее устройство – стальная задвижка Ду-150 в ограждении 3×3. Ограждение необходимо для защиты задвижки от механических повреждений. Переход выполнить методом ГНБ. Согласно выданному техническому условию Филиала АО "НК "КТЖ" "Актюбинское отделение магистральной сети" по п.1.3. глубина укладки газопровода в месте пересечения, при производстве работ методом ГНБ, расстояния по вертикали от верха защитного футляра газопровода до подошвы рельса должно составлять не менее 3-х метров и до подошвы откоса насыпи земляного полотна или дна водоотводного сооружения должна быть не менее 1,5м от подошвы насыпи до верха футляра. Концы футляра вывести на расстояние 50м в стесненных условиях не менее 10,0 м от подошвы насыпи. Концы футляра герметизируются эластичным герметиком и закрываются резиновыми манжетами с закреплёнными хомутами. На конце футляра, по ходу газа, установить продувочную свечу на расстоянии 50 м, высотой не менее 5,0 м.

Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнить при помощи отводов по ГОСТ Р 58121.3-2018.

Контроль качества сварных стыков согласно норм МСН 4.03-01-2003 - 100%.

На пересечениях проектируемого газопровода с существующими коммуникациями, кабелями связи разработку траншеи производить только вручную без применения ударных инструментов. Все монтажные работы на пересечениях производить только в присутствии представителя эксплуатирующей организации и с письменного разрешения.

Работы по производству перехода должны производиться в строгом соответствии Работы по производству перехода должны производиться в строгом соответствии с МСН 4.03-01-2003, МСП 4.03-103-2005, СН РК 4.03-01-2011, ТР "Требования к безопасности систем газоснабжения", "Требований промышленной безопасности систем распределения и потребления природных газов" и "Требований по безопасности объектов систем газоснабжения".

Переход газопровода через реку Илек методом ГНБ от ПК168+32,15 до ПК169+71,52

Основанием для проектирования является:

Технические условия №03-МГХ-2022-0000340 от 09.08.2022г., выданы АПФ АО «КазТрансГаз - Аймак».

Переход через реку Илек запроектирован методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ) из полиэтиленовых труб ПЭ $\varnothing 160 \times 14,6$ по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011.

Ширина реки в месте пересечения - 17 м. Глубина реки в месте пересечения - 1,5 м. Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки на 2,5м от дна реки. Направление пересечения должно быть перпендикулярно течению реки, по возможности в наиболее узком месте в русле реки.

От края реки Илек на менее 50м установить отключающее устройство задвижку Ду-150мм в ограждении 3×3 – 2 шт.
На всем протяжении перехода применять полиэтиленовые трубы ПЭ сформированный из труб меньшей длины. Соединение должно производиться сваркой



с обязательной 100% проверкой стыков. На берегах реки проектом предусмотрена установка берегового указательного знака.

Строительство и монтаж газопровода вести согласно МСН 4.03-01-2003г. и МСП 4.03-103-2005г., СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2003, «Требований к безопасности систем газоснабжения» и "Требований по безопасности объектов систем газоснабжения".

Строить переходы рекомендуется летом.

Переход газопровода выполнен методом горизонтально направленного бурения.

Технология бестраншейной прокладки газопроводов включает:

- На первом этапе - бурение пилотной скважины вращающейся буровой головкой с закрепленным на ней резцом;

- На втором этапе - расширение бурового канала вращающимся расширителем до нужного диаметра, таких предварительных расширений может быть несколько до сформирования бурового канала необходимого диаметра;

- На третьем этапе - протаскивание газопровода по буровому каналу.

Способ наклонно-направленного бурения позволяет прокладывать газопроводы из стальных и полиэтиленовых труб как по прямолинейной, так и по криволинейной трассе.

Сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта.

Контроль качества сварных стыков в месте прокола - 100%.

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения": газопровод высокого давления подвергается испытанию:

- На прочность воздухом, давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 24 часов.

Строительство и монтаж газопроводов выполнить в соответствии с требованиями: Требования по безопасности объектов систем газоснабжения, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013, "Требования к безопасности систем газоснабжения", СН РК 3.03-01-2013 Автомобильные дороги.

Внутриквартальный газопровод среднего давления

Основанием для проектирования является:

- Технические условия №03-МГХ-2020-0000998 от 02.12.2020г., выданы АПФ АО «КазТрансГаз-Аймак».

1) Точка врезки: После проектируемый ГРПШ-13-2В-У1 надземный газопровод среднего давления, давление газа $P_{раб.} = 3,0 \text{ кгс/см}^2$ $\varnothing 7\text{мм}$.

Внутриплощадочный газопровод среднего давления запроектирован из полиэтиленовых труб СТ РК ИСО 4437-2004 (ГОСТ Р 50838-2011) ПЭ100 SDR-11, $\varnothing 63 \times 3,8\text{мм}$, $\varnothing 32 \times 3,0\text{мм}$,

Глубина заложения полиэтиленового газопровода не менее 1,2 м от верха трубы. Труба газопровода укладывается на выровненное основание из мягкого грунта толщиной 100 мм и присыпается мягким грунтом толщиной не менее 200 мм над трубопроводом с подбивкой пазух.

Обозначение трассы полиэтиленового газопровода выполнено установкой опознавательных знаков. Для поиска трассы полиэтиленового газопровода необходимо предусмотреть прокладку вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м) газопровода

опознавательных знаков по ГОСТу 6828-09 диаметром 2,54 мм

в целях предотвращения механического повреждения газопровода необходимо предусмотреть укладку полиэтиленовой ленты желтого цвета несмываемой маркировкой «КазТрансГаз» по ГОСТу 10384-02 (используемой в качестве маркировки) укладываемой на расстоянии 0,2 м от центра проложенного полиэтиленового



газопровода. Соединение полиэтиленового газопровода со стальным следует выполнять неразъемным.

Стальные участки узлов неразъемного соединения должны быть покрыты изоляцией "весьма усиленного" типа.

На выходе из земли на вертикальном участке предусмотрено установка защитного футляра не менее 0,8 м. Стальные футляры должны быть покрыты изоляцией "весьма усиленного" типа.

Для защиты от коррозии окраску надземных газопроводов защитить покрытием из двух слоев грунтовки и двух слоев краски (покраска газопровода желтым цветом, опоры - желтым).

Укладку полиэтиленовых труб в траншею производить:

1). При температуре окружающего воздуха выше + 10°C уложить газопровод свободным изгибом (змейкой) с засыпкой – в наиболее холодное время суток.

2). При температуре окружающего воздуха ниже + 10°C возможна укладка прямолинейно, а засыпку газопровода производить в самое теплое время суток.

Учитывая, что в состав газа входит пропан-бутановые фракции, и во избежание их конденсаций в зимний период, на газопроводе устанавливаются конденсатосборники. Проектом предусмотрена весьма усиленная изоляция конденсатосборников согласно ГОСТ 9.602-2005 (полимерными лентами).

Согласно МСП 4.03-103-2005 п.м.6,94 работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15°C и не выше плюс 30°C.

Согласно СП РК 4.03-101-2013 п.м.11.3, Таблица-22, поз.6, сварные стыки газопровода подвергнуть 50% проверки физическими методами испытания, ультразвуковой дефектоскопией.

По окончании строительно-монтажных работ согласно "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения":

Надземный газопровод среднего давления подвергается испытанию: на прочность воздухом, давлением 0,45 МПа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,3 МПа в течении 0,5 часов.

Подземный газопровод среднего давления подвергается испытанию: на прочность воздухом, давлением 0,6 МПа в течении 1 часа.

- На герметичность воздухом, давлением 0,3 МПа в течении 24 часов.

До начала испытаний на герметичность газопровод следует выдерживать под испытательным давлением в течении времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

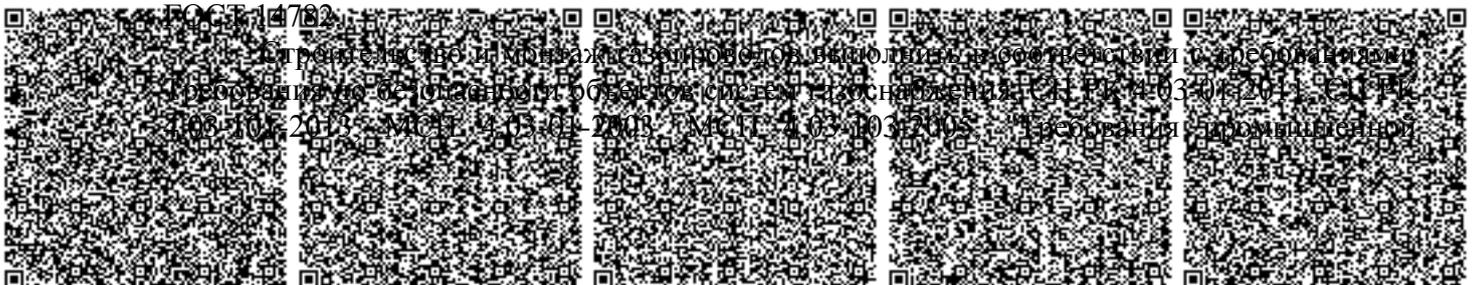
Согласно СП РК 4.03-101-2013 п.м.11.3 Контроль физическими методами. 11.3.1 Контролю физическими методами подлежат стыки законченных строительством участков газопроводов, выполненных электродуговой и газовой сваркой (газопроводы из стальных труб), а также сваркой нагретым инструментом встык (газопроводы из полиэтиленовых труб), в соответствии с таблицей 22.

Контроль стыков стальных газопроводов проводят радиографическим – по ГОСТ 7512 и ультразвуковым - по ГОСТ 14782, методами.

Стыки полиэтиленовых газопроводов проверяют ультразвуковым методом по

ГОСТ 14782.

Строительство и монтаж газопроводов выполняются в соответствии с требованиями "Требования по безопасности объектов систем газоснабжения" СП РК 4.03-101-2013, СП РК 4.03-102-2013, МСП 4.03-103-2005, МСП 4.03-103-2005, Требования промышленной



безопасности систем распределения и потребления природных газов", и Технический регламент "Требования к безопасности систем газоснабжения".

Атмосферный воздух.

Источники выбросов загрязняющих веществ на период строительства: Источник 6001-6005, Земляные работы и пересыпка материалов; источник 6006, Антикоррозийная защита металлических поверхностей; источник 6007, Сварочный пост; источник 6008, Пост газового резака; источник 6009, Гидроизоляция; источник 6010, Агрегат для сварки полиэтиленовых труб; источник 6011, Спецтехника; источник 0001, Компрессор передвижной, 36 кВт; источник 0002, Электростанция передвижная, 16 кВт; источник 0003, Котел битумный, 8 кВт. На период строительства пыле-газоочистное оборудование отсутствует, однако предусматривается пылеподавление водой, что исключит пыление от строительной техники на строительной площадке. От строительной площадки выбрасываются следующие вещества: диЖелезо триоксид - 0.01348 т/год; Марганец и его соединения - 0.0008546 т/год; Азот (IV) оксид - 0.0318903 т/год; Азот (II) оксид - 0.00457378 т/год; Углерод - 0.002448 т/год; Сера диоксид - 0.003966 т/год; Углерод оксид - 0.02995529 т/год; Ксилол - 0.036487 т/год; Метилбензол - 0.00325874 т/год; Бенз/а/пирен - 0.0000000449 т/год; Хлорэтилен - 0.000013127 т/год; Бутилацетат - 0.00258724 т/год; Формальдегид - 0.0004896 т/год; Пропан-2-он - 0.00167202 т/год; Уайт-спирит - 0.028272 т/год; Алканы C12-19 - 0.014246 т/год; Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния - 0.1030832 т/год; Всего – 0.2772769419 т/год. На период строительства, от спецтехники: Азот (IV) оксид - 0.34522184 т/год; Азот (II) оксид - 0.056098549 т/год; Углерод - 0.06165005 т/год; Сера диоксид - 0.030823224 т/год; Углерод оксид - 0.30824224 т/год; Керосин - 0.06165005 т/год. Всего – 0.863685953 т/год.

Источники выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации от стационарных источников: Азот (IV) оксид - 0.0000844 т/год; Азот (II) оксид - 0.00001372 т/год; Сера диоксид - 0.0000001653 т/год; Углерод оксид - 0.002157 т/год; Всего – 0.0022552853 т/год. Эксплуатация, от залповых выбросов: Сероводород - 0.0000000529 т/год; Метан - 0.0054641 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 - 0.0002123 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 - 0.0000002306 т/год; Смесь природных меркаптанов - 0.0000001193 т/год. Всего – 0.0054645028 т/год.

Водная среда

Вода для производственных нужд на период строительства используется привозная из ближайших водоисточников, организованных для забора воды, по договору с поставщиком.

Питьевая вода для рабочих привозная бутилированная. Расход воды при строительстве составляет: на хозяйственно-бытовые нужды - 144.0 м³, расход воды на технические нужды согласно смете – 457,88 м³. Сброс бытовых стоков предусмотрен во временный биотуалет. По мере накопления будут вывозиться ассенизаторами согласно договору.

В результате хозяйственной деятельности объекта загрязнения подземных, грунтовых и поверхностных вод не предвидится.

Питьевая вода: На хозяйственно-питьевые нужды рабочего персонала на период строительства, техническая вода: на пылеподавление на период строительства.

При ведении строительных работ загрязнения подземных, грунтовых и

поверхностных вод не предвидится, так как:

При переходе через аквифер водоносный горизонт расположенный на расстоянии не менее 50 метров от поверхности земли, соответственно расчетные переходы в водоносный горизонт не делаются.



- Подземный переход газопровода через русло реки, проводится с прокладкой полиэтиленовой длинномерной трубы, что исключает вероятность коррозии и загрязнения;

- Глубина заложения газопровода принята с учетом возможного размыва дна реки, ниже профиля дна на 2,5м. Таким образом, не создается препятствий миграциям рыб.

Гидрогеологические условия благоприятны для строительства. Грунтовые воды вскрыты скважиной №34 на глубине 4,0 м по трассе подводщего газопровода в период изысканий в ноябре 2020г., остальными скважинами грунтовые воды до глубины 3м. не вскрыты. По архивным данным прошлых лет грунтовые воды вскрыты на глубине 8,0-10метров.

При строительстве и эксплуатации газопровода отрицательного влияния на поверхностные и подземные воды не ожидается. Сброс сточных вод в природную среду не производится. В целом, воздействие на водные объекты при соблюдении предусмотренных мероприятий можно оценить, как незначительное.

Согласно «Постановления акимата Актюбинской области от 20 апреля 2009 года № 127» ширина водоохранных зон реки Илек и ее притоков Жарык, Коктобе, Тамды, Табантал, Есет, Жаксы-Каргала, Танирберген, Жамансу, Аксу от уреза воды при среднемноголетнем межени уровне до уреза воды при среднемноголетнем уровне в период половодья и плюс расстояние 500 метров.

Ширина водоохранных зон для истоков реки Илек и ее притоков, а также родников 50 метров.

В соответствии с требованиями статей 125 и 126 Водного кодекса Республики Казахстан, необходимы соответствующих согласований, предусмотренных Законодательствами Республики Казахстан, в т. ч. согласования с бассейновой инспекцией. Рабочий проект согласован с ГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» №18-13-02-05/460 от 18.03.2021г.

Отходы производства и потребления

На период строительства предусматривается 5 наименований отходов: твёрдые бытовые отходы – 0,25 т/год; - огарыши сварочных электродов – 0,0065 т/год, Жестяные банки из-под краски – 0,0103 т/год, Пластиковые канистры из-под растворителя – 0,0006 т/год, Смешанные отходы строительства и сноса – 0,35 т/год.

Общий предельный объем их образования на период строительства составит – 0,6174 т/год, в том числе опасных – 0,0109 т/год, неопасных – 0,6065 т/год.

Накопление отходов производится в специально установленных и оборудованных местах в соответствии с требованиями законодательства РК.

Временное хранение отходов: строительный мусор – на специальном отведенном месте, ТБО, огарыши сварочных электродов, жестяные банки из-под краски, пластиковые канистры из-под растворителя – в контейнерах.

Продолжительность временного хранения отходов производства и потребления (накопление) не более 1 месяца.

Дальнейшее утилизация отходов производства и потребления производится подрядными организациями путем передачи отходов сторонним организациям на основе заключенных договоров с оформлением актов, накладной или иных документов.

Суммарное воздействие на все экосистемы, окружающие объект строительства и потребления будет незначительным при соблюдении принятых природоохранных мероприятий и своевременном заключении договоров на вывоз образующихся отходов по актам и сопроводительным документам.

Мониторинг факторов и результатов



Риски загрязнения земель в результате попадания в них загрязняющих веществ, в ходе выполнения строительных работ практически отсутствуют.

Вырубка зеленых насаждений проектом не предусматривается.

Восстановление нарушенных земельных участков после строительства должна включаться в общий комплекс строительно-монтажных работ и обеспечивать восстановление плодородия земель.

На техническом этапе восстановления нарушенных земельных участков по завершении строительства объекта должны проводиться следующие работы:

- Уборка строительного мусора, удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств;
- Распределение оставшегося грунта равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте;
- Оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- Мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

В период строительства предусматриваются следующие мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на почвенный растительный покров:

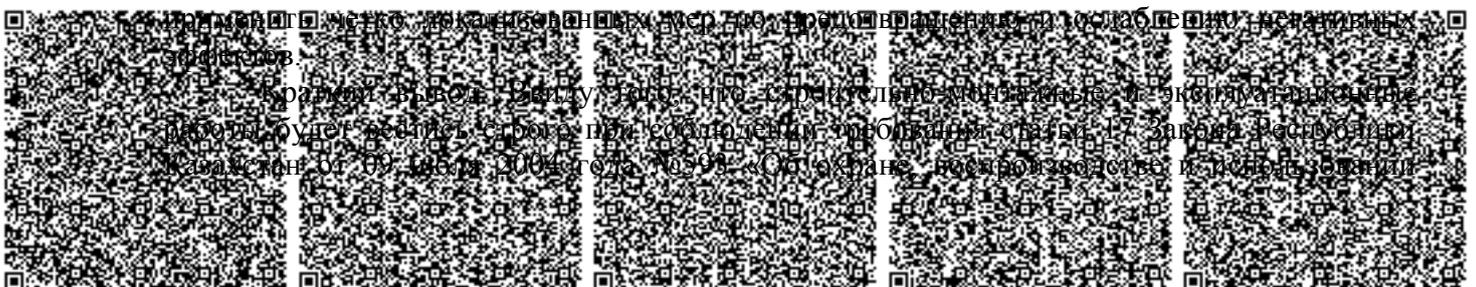
- Ведение работ в пределах отведенной территории;
- Создание системы сбора, транспортировки и утилизации твердых отходов, вывоза их в установленные места хранения, исключающих загрязнение почв;
- Своевременное проведение технического обслуживания и проверки оборудования, исправное техническое состояние используемой техники и транспорта.

Животный мир

Проектом предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия

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

- Своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- Соблюдение норм шумового воздействия.
- Строгое соблюдение технологии производства;
- Транспортные пути должны совпадать с существующими дорогами и проездами;
- Все строительно-монтажные работы должны проводиться исключительно в пределах строительной площадки;
- Поддержание в чистоте территории площадок, не допускать загрязнения земель, примыкающих к площадке строительства производственными и другими отходами;
- Слив горюче-смазочных материалов, мойку машин и механизмов производить в специально отводимых и оборудованных для этого местах;
- Площадка для размещения временных инвентарных помещений для строителей должна быть оснащена контейнерами для сбора строительных и бытовых отходов и емкостями для сбора отработанных ГСМ с последующим вывозом и захоронением в местах, согласованных с местными органами санэпиднадзора.
- Запрещение кормления и приманки диких животных;
- Запрещение бесцельного уничтожения пресмыкающихся и т.п.
- На период миграции животных, в зависимости от вида и причин их миграции,



животного мира», и при условии выполнения предложенных природоохранных мероприятий, воздействие на животный мир сведено к минимуму.

Оценка теплового воздействия

Источники тепловых излучений на территории площадок предприятия отсутствуют.

Используемые электрические установки, устройства и электрические коммуникации, обеспечивают необходимые допустимые уровни воздействия электромагнитных излучений на работающих.

Оценка электромагнитного воздействия

Источниками электромагнитных полей являются атмосферное электричество, космические лучи, излучение солнца, а также искусственные источники: различные генераторы, трансформаторы, антенны, лазерные установки и т.д.

Источники высокочастотных электромагнитных излучений на территории площадок предприятия отсутствуют.

Оценка шумового воздействия

Потенциальными источниками шума внутри зданий и сооружений различного назначения и на площадках промышленных предприятий являются машины, механизмы, средства транспорта и другое оборудование.

Состав шумовых характеристик и методы их определения для машин, механизмов, средств транспорта и другого оборудования, значения их шумовых характеристик следует принимать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 «Межгосударственный Стандарт, Система стандартов безопасности труда, Шум, Общие требования безопасности».

Уровень шума от технологического оборудования в среднем составляет 50-55 дБа. В соответствии с Приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года №169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» уровни шумов на рабочих местах не должны превышать допустимых значений, а именно:

- Постоянные рабочие места в производственных помещениях <80 дБА;
- Помещения АБК <60 дБА.

С целью снижения отрицательного шумового воздействия настоящим проектом предусмотрено выполнение мероприятий по регулированию и снижению уровня шума, основными из которых являются:

- Проверка установленных оборудования на соответствие с паспортными данными;
- Проведение постоянного контроля за уровнем звукового давления на рабочих местах.

Радиационное воздействие

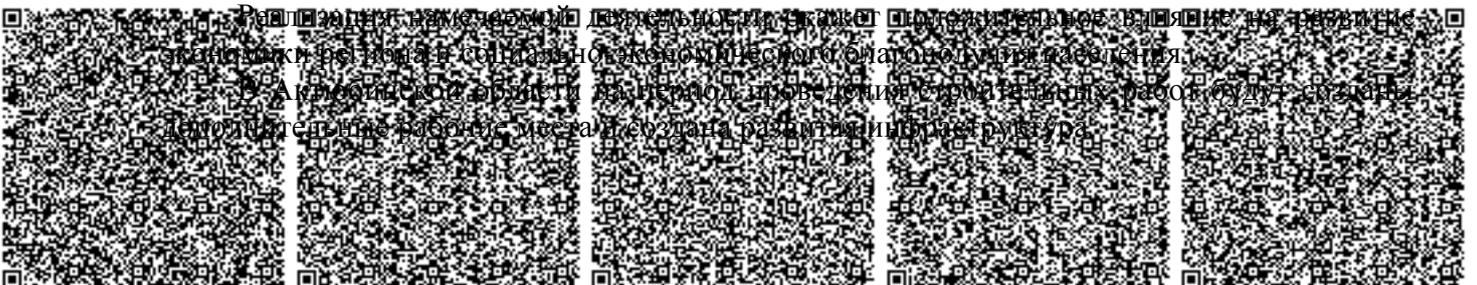
При производственной деятельности предприятия не будут внедряться технологии и оборудование, нетипичные для данного производства, т.е. не будет наблюдаться существенные изменения в радиационной обстановке.

При производственной деятельности площадки предприятия, радиационная обстановка должно быть в норме, то есть мощность экспозиционной дозы гамма-излучения должны составлять 7-12 мкР/час.

Социально-экономическая среда

Разлозиция на кемедемей дилельеуеи, экажет олтежи тевиное вляяние на тавице экионикаи регионан в социальное-экономическое олатон колумия населеня.

Аккумуляционная облыети на период проведения строительных работ будут созданы дополнительные рабочие места и создана развитая инфраструктура.



Негативного влияние на здоровье населения оказываться не будет, т.к. на основании проведенных расчетов, превышений предельных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере на границе жилой зоны не обнаружено.

Негативного влияние на здоровье населения оказываться не будет.

Сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, недра или на земную поверхность не предусмотрены.

Реализация намечаемой деятельности является необходимым, обоснованным, своевременным и перспективным решением, поскольку позволит создать новые рабочие места, снять социальную напряженность в обществе, пополнить бюджет государства, что будет способствовать укреплению национальной безопасности и ускорению социально-экономического развития.

Оценка аварийных ситуаций

Для повышения надежности работы и предотвращения аварийных ситуаций проведение работ в рамках намечаемой деятельности будет выполнено в строгом соответствии с действующими нормами.

Одна из главных проблем оценки экологического риска является правильное прогнозирование возникновения и развития непредвиденных обстоятельств, заблаговременное их предупреждение. Очень важно разработать меры по локализации аварийных ситуаций с целью сужения зоны разрушений, оказания своевременной помощи.

Осуществление производственной программы проведения работ требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

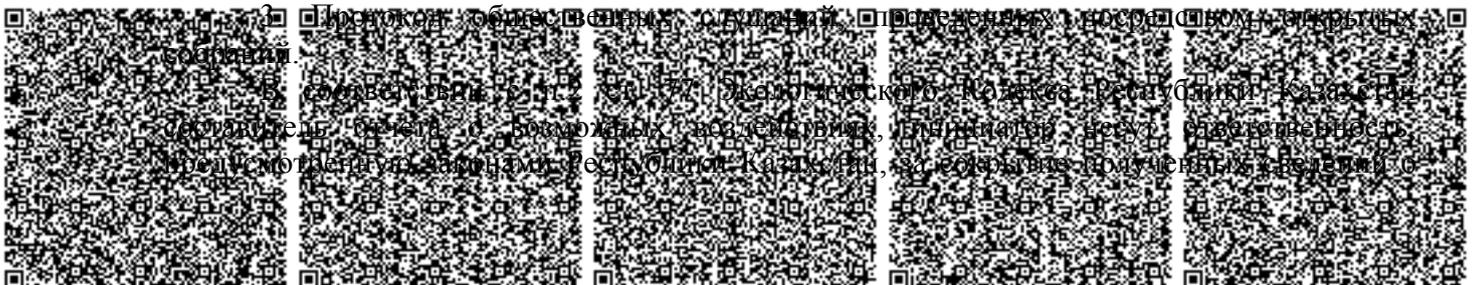
- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийным ситуациям, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события. Борьба с осложнениями и авариями требует больших затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения работ могут возникнуть в результате воздействия, как природных, так и антропогенных факторов.

В отчете предусмотрены замечания и предложения предусмотренные в Заключении об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и скрининга воздействия намечаемой деятельности (Номер KZ51VWF00075385, Дата: 13.09.2022).

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.
2. Отчет о возможных воздействиях.



воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства:

1. С учетом близости жилой зоны необходимо предусмотреть согласование проектной документации с уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения объектов государственного санитарно – эпидемиологического контроля и надзора в соответствии со ст. 46 Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 07 июля 2020 года № 360-IV, согласно которому проводится санитарно-эпидемиологическая экспертиза проектов (технико-экономических обоснований и проектно-сметной документации), предназначенных для строительства новых объектов. Согласно пп.2 п.4 ст. 46 Кодекса о здоровье народа и системе здравоохранения, проводится санитарно-эпидемиологическая экспертиза проектов нормативной документации по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и санитарно-защитным зонам. Необходимо предусмотреть согласование проектной документации с уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения объектов государственного санитарно-эпидемиологического контроля и надзора.

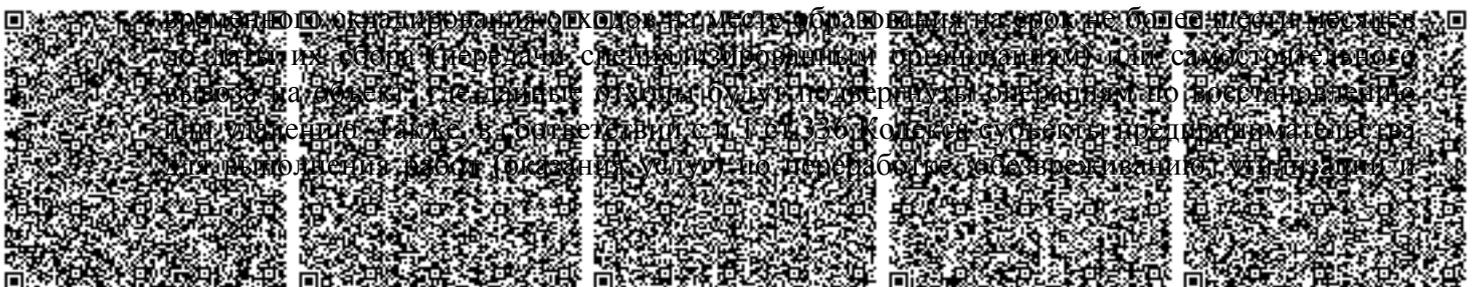
2. В соответствии с требованиями по обеспечению безопасности жизни и здоровья населения, необходимо предусмотреть согласование проектной документации с уполномоченным органом в сфере гражданской защиты (Комитетом промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям РК).

3. Согласно ст. 66 Водного кодекса РК, в случае забора воды из поверхностных или подземных водных объектов, а также осуществления сброса сточных вод, необходимо оформить разрешение на специальное водопользование. При отсутствии на территории установленных на водных объектах водоохранных зон и полос, соответствующее решение о реализации намечаемой деятельности принять после установления водоохранных зон и полос.

4. Необходимо предусмотреть претворение следующих задач экологического законодательства Республики Казахстан: привлечение "зеленых" инвестиций и широкого применения наилучших доступных техник, ресурсосберегающих технологий и практик, сокращения объемов и снижения уровня опасности образуемых отходов и эффективного управления ими, использования возобновляемых источников энергии, водосбережения, а также осуществления мер по повышению энергоэффективности, устойчивому использованию, восстановлению и воспроизводству природных ресурсов.

5. Необходимо предусмотреть выполнение экологических требований по охране водных объектов (ст. 220, 223 Кодекса, раздел 15 «Охрана водных объектов» Кодекса): физические и юридические лица, деятельность которых вызывает или может вызвать загрязнение, засорение и истощение водных объектов, обязаны принимать меры по предотвращению таких последствий; требования по установлению водоохранных зон и полос водных объектов, зон санитарной охраны вод и источников питьевого водоснабжения устанавливаются водным законодательством РК.

6. Согласно п.2 ст.320 Кодекса, места накопления отходов предназначены для:



(или) уничтожению опасных отходов обязаны получить лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях». При проведении строительных работ и эксплуатации объекта необходимо учитывать указанные требования законодательства РК.

7. Согласно ст. 381 Кодекса, при строительстве (возведении, создании) которых предполагается образование отходов, необходимо предусматривать места (бетонированные площадки) для сбора таких отходов в соответствии с правилами, нормативами и требованиями в области управления отходами, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

8. При дальнейшем проектировании необходимо, предоставить предложение по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха, водных ресурсов, растительного и животного мира.

9. В соответствии с требованиями статей 125 и 126 Водного кодекса Республики Казахстан, в случае размещения предприятия и других сооружений, производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах, установленных акиматами соответствующих областей, Инициатору намечаемой предусмотренных Законодательствами Республики Казахстан, в т. ч. согласования с бассейновой инспекцией.

Представленный «Отчет о возможных воздействиях «Строительство подводящего и внутрипоселкового газопровода в с. Жарык Мугалжарского района Актюбинской области (корректировка)» соответствует Экологическому законодательству.

Руководитель

Қуанов Ербол Бисенұлы

