



ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Нұр-Сұлтан қ., Мәңгілік ел даңғ., 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

010000, г. Нур-Султан, просп. Мангилик ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

№ _____

ТОО «KLPE» (КейЭлПиИ)

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду

ТОО «KLPE» (КейЭлПиИ); Республика Казахстан, Атырауская область, 060000, г. Атырау, трасса Атырау-Доссор, строение 301/32. БИН 110740001729, Жилбаев Алибек Алиевич, info@klpe.kz.

Место размещения: Республика Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район, в северо-западной части промышленной зоны месторождения Тенгиз, в 1-х км от завода ТШО.

Согласно пп.5.1.1 п. 5, раздела 1 приложения 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) Химическая промышленность: интегрированные химические предприятия (заводы) – совокупность технологических установок, в которых несколько технологических этапов соединены и функционально связаны друг с другом для производства в промышленных масштабах следующих веществ с применением процессов химического преобразования основных органических химических веществ: простых углеводов (линейных или циклических, насыщенных или ненасыщенных, алифатических или ароматических), намечаемый вид деятельности входит в перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.

На основании Приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, п.4, п.п.4.1 намечаемая деятельность относится к объектам I категории (Химическая промышленность: промышленное производство органических химических веществ: простых углеводов (линейных или циклических, насыщенных или ненасыщенных, алифатических или ароматических)).

Общее описание видов намечаемой деятельности - Проект «Газосепарационная установка KLPE GSU» реализуется в рамках интегрированного газохимического комплекса по производству полиэтилена в Атырауской области Республики Казахстан. Общая цель проекта KLPE GSU заключается в извлечении экспорте этана и пропановых продуктов из сухого газа с заводов ТШО (т.е. KTL / SGP).

Строительство ГСУ планируется вблизи источника сырья - Тенгизского нефтегазового месторождения, что позволяет максимально интегрировать ГСУ с

существующими объектами ТШО.

Проектная мощность ГСУ по сухому газу составляет 2,7 млрд. куб. м/сут.
Кээффициент извлечения этана - до 99%.

Проектная мощность по извлекаемому продукту:

- Этан - 1,76 млн. т/год;

- Пропан - 0,4 млн. т/год;

Возвратный газ из газосепарационной установки (содержит следы жидкого углеводородного газа) направляется обратно на объекты ТШО.



Работы на ГСУ будут поддерживаться соответствующими вспомогательными системами и внеплощадочными сооружениями.

Согласно Технического задания на разработку Технико-экономического обоснования «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Вторая фаза (строительство газосепарационной установки)» к проектируемым сооружениям относятся:

- Газосепарационная установка (ГСУ);
- Трубопроводы между ГСУ, ТШО и площадкой GEER (проект расширения газотранспортной системы ТШО), в том числе:
 - Трубопровод подачи сырьевого (сухого) газа от ТШО/ GEER до ГСУ;
 - Трубопроводы экспортного (тощего) газа от ГСУ до ТШО, в т. ч. в систему топливного газа ТШО;
 - Трубопроводы сухого газа до GEER;
 - Трубопровод пропана от ГСУ до парка СУГ ТШО;
 - Трубопровод абсорбционного масла от ГСУ;
 - Трубопровод дисульфидного масла от ГСУ;
 - Трубопровод противопожарного водоснабжения до ГСУ;
 - Сточные воды на очистные сооружения ТШО;
 - Факельный трубопровод от GEER до ГСУ.

Объекты и системы вспомогательного и инфраструктурного обеспечения ГСУ и трубопроводов, в том числе:

- Проходная;
- Операторная;
- Трансформаторная подстанция;
- Установка подготовки питьевой и деминерализованной воды;
- ДЭС (с резервуарами для дизельного топлива);
- Система хладагента (пропан);
- Система горячего масла;
- Система топливного газа;
- Воздушная компрессорная (технический воздух, воздух КИП) и установка производства азота;
- Система противопожарного водоснабжения;
- Факельная система;
- Система сбора сточных вод;
- Закрытая дренажная система;
- Система хранения и подачи химреагентов.

В административном отношении проектируемая Газосепарационная установка (ГСУ) будет располагаться в Жылыойском районе Атырауской области в северо-западной части промышленной зоны месторождения Тенгиз, на 24 км юго-западнее вахтового поселка «Тенгиз». Районный центр, г. Кульсары, находится на расстоянии 94 км от проектируемого объекта, областной центр, г. Атырау, расположен в 350 км. Расстояние от территории ГСУ до ближайших населенных пунктов составляет 90 км до п. Жана Каратон и 80 км Косчагыл. До ближайшего поверхностного водного объекта Каспийского моря расстояние составляет 15,8 км.

Согласно письму с РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию рыболовства» от 17.02.2021 г. (Приложение №9) территория, отведенная для размещения водохранилища, и прибрежной защитной полосы водных объектов на площади участка проектируемого объекта составляет 11,1 га. По данным письма №56-04-01/211 от 26.01.2021 г. от РГУ «Управление лесами и охотами Атырауской области» в непосредственной близости на территории, отведенной для размещения водохранилища и прибрежной защитной полосы от сибирской язвы животных не расположены. Согласно письму №051 от



22.06.2021 г. с РГУ «Атырауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК» участок строительства не входит в состав особо охраняемых природных территорий, гослесфондов и охотоугодий.

Технические и технологические решения по намечаемой деятельности

Технологическая схема установки.

Основной целью технологии производства ГСУ является извлечение минимум 98% этана, а также пропана из сырьевого (сухого) газа, поступающего от существующих установок ТШО - КТЛ и ЗВП. Отсепарированный тощий газ обратно возвращается в существующую систему закачки газа в трубопроводную систему ИЦА в качестве экспортного газа – на площадке ПРГС, а также на объекты ТШО для его использования в качестве топливного газа и для проекта повышения устьевого давления.

ГСУ состоит из:

- секция 1001: компримирование сырьевого (сухого) газа;
- секция 1002: дегидратация газа и удаления ртути;
- секция 1003: извлечение этана и пропановое охлаждение;
- секция 1004: депропанация и очистка пропана;
- секция 1005: дегидратация пропана;
- секция 1006: компримирование экспортного (тощего) газа.

Технологическая блок-схема процесса представлена на рисунке 3.4.1.

Компримирование сырьевого (сухого) газа

Сухой газ по трубопроводу транспортировки сырьевого газа поступает на площадку ГСУ, где подается сначала в секцию компримирования сырьевого газа с целью доведения давления сырьевого газа до значения, достаточного для обеспечения извлечения этана на последующих технологических секциях. Мощность секций рассчитана на переработку 27,1 млн.ст. м³/сут.

Подача сухого газа на установку ГСУ контролируется клапаном по максимальному расходу. В случае превышения данного расхода давление в трубопроводе снижается, клапан системы регулирования противодействия (PV-0003) в зоне запуска скребков на площадке ПРГС закрывается для поддержания давления в системе топливного газа других потребителей на ТШО.

В состав секции компримирования сырьевого газа входит: центробежный компрессор с электроприводом, воздушный охладитель; на данной стадии не предусматривается установка входного сепаратора для сбора конденсата, поскольку значительной жидкости в сухом газе не ожидается.

Компримирование газа. С целью обеспечения необходимого давления на входе в секцию извлечения этана компрессор сырьевого газа повышает давление сырьевого газа. Далее сжатый газ направляется на воздушный охладитель сырьевого газа. Согласно нормам резервирования компрессоров, принят один центробежный компрессор с приводом от электродвигателя.

Для регулирования работы компрессора применен ЧРП, управляемый контроллером давления, который поддерживает давление нагнетания. Для компрессора предусмотрен специальный трансформатор. Компрессор и связанные с ним системы уплотнения и смазочного масла расположены в здании компрессора.

Охлаждение газа. Воздушный охладитель сырьевого газа, рассчитан на охлаждение сырьевого газа на выходе из компрессора и обеспечивают охлаждение сырьевого газа с 70-80 °С до 30 °С. Воздушный охладитель имеет две секции. Каждая секция имеет два электродвигателя, каждый отсек оборудован ЧРП. В возможности регулирования электродвигателей по схеме 2хЧРП с карбон-двигателями воздушного охладителя устанавливается ЧРП. Из охлажденного газа направляется в секцию дегидратации газа и удаления ртути.

Дегидратация газа и удаление ртути

Производительность секции регулирования температуры газа в диапазоне проектной производительности секций составляет 70-120% от номинала.



Секция рассчитана на минимальный рабочий цикл в 8760 рабочих часов в году.

Данная секция предназначена для удаления воды из сырьевого газа, поступающего с секции компримирования газа.

Секция осушки газа должна обеспечивать выполнение следующей основной задачи: молярная концентрация воды в очищенном газе должна быть ниже 0,1 ppm, на входе сырьевой газ содержит 6,3 ppm воды.

Сырьевой газ после компримирования поступает в секцию осушки газа и проходя через скруббер газа, который предназначен для удаления переброса жидкости из охлажденного компримированного газа (при нормальной работе переброс жидкости не происходит) направляется в блоки осушки. Осушка газа осуществляется на двух из трех блоков осушки, работающих в параллельном режиме, два в режиме адсорбирования и один в режиме регенерации при 50% загрузке.

На этапе адсорбирования, когда газ поступает сверху через блок осушки, вода поглощается адсорбирующим слоем. Продолжительность рабочего цикла блоков осушки определяется поставщиком. Цикл состоит из двух этапов - время адсорбирования и время регенерирования.

Каждый блок осушки последовательно проходит циклы адсорбирования и регенерирования (нагрев/охлаждение) под контролем системы управления блоками осушки. Осушенный газ из нижней части осушителей проходит через фильтры тонкой очистки для удаления мелких фракций и затем поступает в секцию удаления ртути. На выходе из секции осушки установлен анализатор для контроля содержания воды в осушенном газе.

Регенерация блоков осушки. При насыщении осушителей водой происходит переключение с режима адсорбирования на режим регенерации с целью десорбции воды. Следующий блок осушки, на котором завершен цикл регенерации, заменяет насыщенный водой блок осушки в режиме адсорбции. 10% потока осушенного сухого газа используется в регенерации. Для компенсации потери давления в системе проектом предусматривается компрессор газа регенерации.

Газ регенерации нагревается в огневом подогревателе газа регенерации, подается наверх и проходит через блок осушки, наполненный водой (находящийся в режиме регенерации) для десорбирования воды.

Влажный газ регенерации из блока осушки, находящегося в режиме регенерации, проходит через фильтры газа регенерации для удаления мелких фракций. Затем газ регенерации проходит двухстадийное охлаждение в охладителе газа регенерации и холодильнике регенерационного газа до 5°C и направляется в сепаратор газа регенерации. В сепараторе происходит отвод воды в закрытый дренаж влажных сбросов для дальнейшей утилизации.

Удаления ртути. Данная секция предназначена для удаления ртути из газа, поступающего из секции осушки газа.

Газ с секции осушки газа поступает в секцию удаления ртути. Секция удаления ртути предназначена для очистки газа от ртути, которая может губительно воздействовать на окружающую среду и человека. Кроме того, наличие ртути негативно сказывается на работе дорогостоящего оборудования образуя амальгамы с некоторыми металлическими сплавами, что приводит к проблемам с коррозией, а также вызывает коррозию криогенных теплообменников на основе алюминия, используемых для сжижения природного газа.

Самый безопасный и стандартный метод удаления ртути происходит в адсорбере с неподвижным слоем, основанным на неорганической химической реакции между элементарной ртутью и активной фазой. Активная фаза (неорганический адсорбент) это оксиды и сульфиды переходных металлов. Адсорбент представляет собой неорганическую основу, содержащую ионы металлов и/или органические пропановые реактивные металлы. В результате химической реакции на поверхности адсорбента образуется сульфид ртутный.



Проектом предусматривается использование не регенеративных адсорбентов для уменьшения содержания ртути с 1 мкг/ст. м3 до требуемых показателей в 0,01 мкг/ст. м3 на границе подачи газа в секцию извлечение этана.

После прохождения через адсорбирующий слой газ проходит через фильтр, где происходит удаление любого захваченного материала загрузки, и далее подается на секцию извлечения этана. На выходе из секции удаления ртути установлен анализатор для контроля содержания ртути в обработанном газе.

Извлечение этана и пропановое охлаждение.

Производительность секции составляет 891 т/час.

Диапазон производительности секции составляет 70÷120% от номинала.

Секция рассчитана на минимальный рабочий цикл в 8760 рабочих часов в году.

Данная секция предназначена для извлечения не менее 98% этана из сухого газа.

Сырьевой газ из секции осушки и удаления ртути направляется в секцию регенерации этана.

Подаваемый газ сжимается до давления, достаточного для превышения критического давления с целью повышения термического КПД процесса при разделении холодных жидкостей перед турбодетандером.

Сепаратор подаваемого газа служит всасывающей емкостью турбодетандера и удаляет жидкость. Это также увеличивает устойчивость процесса к замерзанию в случае более высокого содержания CO₂ в подаваемом газе. Одновременно может производиться достаточное количество холодной энергии во время расширения подаваемого газа от уровня высокого давления до уровня рабочего давления деметанизатора.

Три потока из колонны деметанизатора используются для интеграции тепла с целью повышения термической КПД криогенного процесса:

- поток ребойлера из отстойника деметанизатора проходит через охладитель сырьевого газа I ступени и частично испаряется относительно теплого подаваемого газа;
- поток ребойлера теплой стороны из деметанизатора частично испаряется в охладителе сырьевого газа I ступени;
- поток ребойлера с холодной стороны направляется через охладитель сырьевого газа II ступени для охлаждения потоков флегмы в колонну.

Следовательно, подаваемый газ охлаждается эффективно с использованием вышеупомянутых холодных потоков вместе с продуктом верхнего погона деметанизатора и хладагентом пропана на двух различных уровнях температуры. Два уровня температуры хладагента пропана можно регулировать для улучшения общей производительности установки.

В верхней части колонны деметанизатора этан отделяется от подаваемого газа, который затем вводится в колонну в трех разных секциях. Обогащенный этаном циркулирующий товарный газ используется для улучшения извлечения этана.

Метан отделяется в нижней части колонны деметанизатора. Жидкость собирается в различных нижних тарелках колонны и частично испаряется с использованием теплого подаваемого газа и тощего газа в охладителях сырьевого газа I и II ступени. Частично испарившаяся жидкости отправляется обратно в колонну, а газ, движущийся вверх, удаляет метан, азот и кислород из жидкостей, текущих вниз.

Рециркуляция тощего газа, а также боковые и нижние потоки ребойлера, делают процесс очень гибким и позволяют обрабатывать подаваемые Газы различного состава с очень низким энергопотреблением.

Поток этана направляется из нижней части деметанизатора в колонну деметанизатора.

Верхний поток колонны деметанизатора частично конденсируется в теплообменнике, в котором процесс CO₂ сорбции происходит в пространстве. Работа теплообменника и следовательно, движение рефлюксной жидкости пропана на двух разных верхних уровнях разделяется в рефлюксной емкости, жидкая фаза служит рефлюксом и возвращается на нижнюю тарелку колонны, через рефлюксный насос. Паровая фаза из рефлюксной емкости представляет собой продуктовый этан, который



направляется в конденсатор продуктового этана для полной конденсации и вывода этана в жидкой фазе.

Нижний поток колонны дезанизатора представляет собой продукт C3+, содержащий менее 0,5 моль% этана. Колонна нагревается ребойлером, в котором в качестве теплоносителя применяется горячее масло. Затем продукт C3+ направляется в колонну депропанизатора без какого-либо дополнительного охладителя.

Отгрузка продуктового этана.

Данная операция предназначена для перекачки продуктового этана, поступающего после его извлечения.

Этан из секции подается в конденсатор продуктового этана E-034. В конденсаторе продуктового этана происходит конденсация паров этана.

Жидкий этан направляется в уравнительную емкость продуктового этана F-051 для хранения и перекачки. Уравнительная емкость продукта этана предназначена для обеспечения стабильного потока продукта в экспортные насосы этана G-026 А/В. Объем уравнительной емкости не рассчитан на хранение этана в случае остановки завода по производству полиэтилена на Карабатан (хранение предусмотрено на площадке ИГХК Проекта ПЭ).

В уравнительной емкости продуктового этана предусмотрен дополнительный патрубок для приема продукта пропана. Экспортные насосы этана G-026 А/В и коммерческий узел учета газа РМ-001 позволяют перекачивать этан с 20 мас. % пропана. Для удовлетворения потребности в этане на Проекте ПЭ во время капитальных ремонтов и в летние месяцы проектом предусматривается подкачка пропана в продуктовый этан до 20 мас. %.

Для обеспечения необходимого квантиционного запаса на насосах G-026 А/В, проектом предусматривается установка подпорных насосов G-025 А/В.

Давление нагнетания экспортных насосов G-026 А/В гарантирует поставку этана на Карабатан в жидкой фазе и предотвращает образование закупорки в трубопроводе.

При перекачке этана насосом по подземному трубопроводу его температура будет достигать +25°C - температура грунта (то есть максимальной температуры почвы на глубине минус 1,5 м). Давление точки росы этана при 25°C составляет 41 бар изб. Для доставки этана до ИГХК только в жидкой фазе, требуется давление минимум в 45 бар изб. на границе площадки ИГХК, то есть 10% запаса на давление точки росы.

Проектом предусматривается установка анализатора и коммерческого узла учета газа перед закачкой этана в трубопровод, для контроля качества продукта этана на содержания (CO₂, COS, H₂S, меркаптанов и других компонентов), а также для коммерческого учета этана.

В условиях нарушения технологического режима, остановка производства полиэтилена Проекта ПЭ или в случае некондиционного продукта этана, происходит впрыск этана в линию экспортного тощего газа. Для этого необходимо нагреть этан в испарителе, для предотвращения кипения этана в точке впрыска, а также потенциального переноса жидкой пробки в существующую систему подготовки топливного газа. В испарителе этан нагревается для достижения температуры точки росы при давлении впрыска.

Пропановое охлаждение.

Основными потребителями системы охлаждения пропана являются:

- секция осушки газа;

- секция извлечения пропана;

- секция очистки пропана;

- секция осушки пропана;

Пропановый узел учета предназначен для контроля пропана в потоке этана в трех различных уровнях давления: пропан высокого, среднего, низкого давления. Установка высокого давления для этанола, в частности, требуется в технологических процессах газедеметаллизации и пропанового цикла. Установка требуется в верхнем уровне секции продукта дезанизатора.



Компрессор пропанового хладагента представляет собой 3-ступенчатый центробежный компрессор, работающий в режиме (1x100%) с приводом от электродвигателя.

Для регулирования работы компрессора применен ЧРП, с управляемым контроллером давления, который поддерживает давление всасывания. Для компрессора предусмотрен специальный трансформатор. Компрессор и связанные с ним системы уплотнения и смазочного масла расположены в здании компрессора.

Пропановый конденсатор — это воздушный охладитель с несколькими отсеками и каждый отсек имеет два двигателя 50% электродвигателей оборудованы ЧРП. Скорость двигателя воздушного охладителя устанавливает ЧРП и контролируется температурным контроллером для поддержания температуры нагнетаемого газа.

Пропан из существующего парка СУГ на ТШО подается в секцию пропанового охлаждения в период пуска. Хладагент пропана непрерывно циркулирует со скоростью 598 т/час. Однако периодически требуется подпитка, чтобы компенсировать любые потери в системе. Выделившейся в секции извлечения этана поток пропана доступен в качестве подпитки. Насос перекачки пропана G-013 используется для опорожнения секции охлаждения пропана во время ремонта.

Депропанация и очистка пропана

Производительность секции составляет 51 т/час.

Диапазон производительности секции составляет 70÷120% от номинала.

Секция рассчитана на минимальный рабочий цикл в 8760 рабочих часов в году.

Газ из секции извлечения этана подается в колонну депропанатора D-003. В колонне депропанатора происходит отгонка пропана (C3+) из входящего потока газа.

Пары, отводимые с верха колонны, полностью конденсируются в воздушном конденсаторе верхнего продукта депропанатора EA-005. Скорость двигателя в воздушном конденсаторе верхнего продукта устанавливается с помощью ЧРП, контролируемого регулятором температуры, для поддержания температуры газа наверху.

Жидкая фаза направляется в рефлексную емкость F-020. Часть жидкого пропана из рефлюксной емкости F-020 закачивается обратно в колонну депропанатора насосами орошения депропанатора G-002 А/В, а остаток – пропан, насосами продуктового пропана G-003 А/В идет дальше в секцию очистки пропана. С помощью такого орошения можно контролировать температуру верха колонны.

Ребойлер колонны депропанатора E-010 представляет собой ребойлер испарительного типа, в котором в качестве теплоносителя применяется горячее масло. Подача теплоносителя в ребойлер контролируется регулятором соотношения потоков на входе и в нижней части депропанатора.

Нижний продукт колонны депропанатора насосами G-004 А/В подается в испаритель бутана. Расход насоса для откачки жидкости депропанатора регулируется контроллером уровня колонны.

Очистка пропана. Данная секция предназначена для очистки / обессеривания пропана, выделяемого в колонне депропанатора.

Секция состоит из трех отдельных блоков для удаления различных компонентов, а именно:

- блок удаления COS (карбонилсульфид) с помощью очистителя COS;
- блок удаления H₂S и CO₂ с помощью аминового контактора;
- блок удаления легких фракций меркаптанов с помощью установки очистки.

Блок удаления COS (карбонилсульфид) с помощью очистителя COS

Блок удаления COS применяется для снижения концентрации сероокиси углерода (COS) до того, как газ будет спривлен на очистку от тяжелых газов.

В пропаново-водородной смеси COS в виде COS реагирует с ионнообменными мембранами. В процессе данной реакции COS конденсируется в H₂S и CO₂, которые далее легко удаляются в процессе очистки от легких газов.

Блок удаления H₂S и CO₂ с помощью аминов



Кислые газы, которые могут присутствовать в пропане, в основном представляют собой CO₂, H₂S и меркаптаны (RSH). Обычно только CO₂ и H₂S содержатся в этих потоках в высоких концентрациях. С применением аминов можно удалять большее количество вышеупомянутых кислых газов из пропана. Эти газы фактически реагируют с амином с радикалами, который производится посредством ионизации амина в водном растворе, с образованием соответствующих солей, которые остаются абсорбированными в жидкой фазе.

Основной и наиболее полезной характеристикой этой реакции является то, что она является обратимой, обеспечивая возможность расщеплять химические соединения и регенерировать аминовый раствор, перезапуская цикл сначала.

Вторичные амины ДЭА, способны вступать в непосредственное взаимодействие с CO₂ с образованием карбамата.

ДЭА химически стабилен в условиях очистки газа, сравнительно легко регенерируется и имеет низкое давление насыщенных паров. Раствор ДЭА вспенивается в меньшей степени. Недостатком ДЭА является более низкая поглотительная способность раствора и высокий удельный расход абсорбента.

Таким образом, наиболее важными преимуществами ДЭА являются: обеспечение тонкой очистки газов в присутствии COS, CS₂ и тяжелых углеводородов; легкое регенерирование насыщенного абсорбента вследствие меньшей прочности химических связей образующихся соединений; диэтаноламин имеет более низкое давление насыщенных паров, что обеспечивает меньшие потери с кислым газом в десорбере; абсорбция проводится на 10–20 °C выше, что позволяет предотвратить вспенивание раствора при очистке газа с повышенным содержанием тяжелых углеводородов.

Очищаемый пропан подается в нижнюю часть колонны очистки COS, которая оснащена отдельными тарелками, повышающими область контакта. В противоположном направлении сверху вниз подается раствор амина - ДЭА. Раствор, который подается в колонну, называется обедненным амином. Поскольку абсорбционная способность кислых газов в растворе повышается с понижением температуры раствора, необходимо поддерживать температуру входящего газа немного более высокой, чем температуру очищаемого газа. Это рекомендуется для предотвращения конденсации тяжелых углеводородов во входящем газе и возникновения проблем, таких как пенообразование, при смешении водного раствора и жидких углеводородов.

Пропан, почти полностью не содержащий H₂S, подается на сепаратор, в котором происходит отделение случайно унесенного раствора. После этого пропан отводится с установки.

Раствор на выходе с колонны, называемый обогащенным амином по причине высокого содержания H₂S, отводится при более высокой температуре, чем входящий пропан. Это происходит потому, что абсорбция кислых газов вызывает выделение энергии, называемой теплотой абсорбции, которая заметно повышает степень нагревания раствора, повышая его температуру. Это именно то повышение температуры, которое определяет минимальное значение расхода обедненных аминов, необходимых для очистки газа, так как более низкие значения станут причиной избыточного роста температуры раствора, вызывая выделение поглощенного газа, тем самым делая невозможным достижение необходимых параметров.

Поскольку колонна работает под высоким давлением входящего газа, а обогащенные амины нужно регенерировать при минимально возможном давлении, необходимо понижать давление раствора. Это достигается посредством вытравливания обогащенного амина в емкость, которая работает под низким давлением. Это приводит к снижению давления газа. В нижней части колонны углеводороды поглощаются в колонне в результате выделение, называемого, высвобождением, абсорбции кислых газов из раствора. Амины после этого регенерируются и поступают обратно в колонну.

Важнейшая роль в очистке меркаптанов

Процесс удаления меркаптанов из газа, содержащий и удаляющий меркаптаны из сжиженных углеводородных газов, таких как пропан, бутан и смеси пропана и бутана.



Процесс основан на способности катализатора ускорять процесс окисления меркаптанов в дисульфиды с использованием атмосферного кислорода.

Процесс «Мегох» – это двухступенчатый процесс. Первая ступень. Реакция, протекающая в экстракторе. Вторая ступень. Реакция, протекающая при регенерации.

Пропан не должен содержать сероводород, поэтому сначала пропан проходит предварительную очистку для удаления сероводорода. Реакция, протекающая при предварительной очистке.

Обработанный пропан из аминового контактора поступает в экстрактор, который состоит из ряда специально разработанных перфорированных тарелок и течет вверх через тарелки, где сжиженный газ тесно контактирует с нисходящей щелочью, которая извлекает меркаптаны из сжиженного газа.

Далее очищенный пропан из экстрактора поступает в сепаратор щелочи для гравитационного разделения водного раствора щелочи и углеводородных продуктов. Очищенный пропан подается в песочный фильтр и выводится из установки.

Насыщенный меркаптанами щелочной раствор выводится из нижней части экстрактора и направляется на регенерацию.

Насыщенная меркаптанами щелочь незначительно нагревается и вводится с контролируемым количеством воздуха в аппарат для окисления. В результате каталитической реакции меркаптиды, растворимые в воде, преобразуются в дисульфидные нефтепродукты (дисульфидное масло), растворимые в других нефтепродуктах, при этом они являются относительно нерастворимыми в щелочном растворе.

Смешанная фаза воздуха, щелочи и дисульфидного масла поступает в сепаратор дисульфида, где происходит их разделение. В дисульфидном сепараторе происходит разделение между паром и жидкостью. Паровая ваза, состоящая из кислорода и отработанного воздуха, направляется на утилизацию. В дисульфидном сепараторе также происходит разделение между регенерированной щелочью и дисульфидным маслом. После разделения дисульфидное масло возвращается на ТШО. Регенерированная щелочь подается в экстрактор.

Закачка бутана в экспортный (тощий) газ.

Данная операция предназначена для закачки бутана, поступающего от депропанизатора в тощий газ.

Нижний продукт колонны депропанизатора подается насосами G-004 A/B на испаритель бутана+ E-011. В испарителе нижний продукт колонны нагревается для достижения температуры точки росы при давлении впрыска, для предотвращения кипения бутана в точке впрыска, а также предотвращения потенциального переноса жидкой пробки в существующую систему подготовки топливного газа. Бутан впрыскивается в линию экспортного тощего газа.

Дегидратация пропана

Производительность секции составляет 46 т/час. Диапазон производительности секции составляет 70÷120% от номинала.

Данная секция предназначена для осушки пропана, поступающего из секции очистки пропана.

Секция осушки пропана предназначен для удаления воды из потока с уровня 421 ppm после установки очистки пропана до 1 ppm.

Секция осушки пропана представляет собой адсорбционную систему на основе молекулярных сит. Сформирована для регенерации. Адсорбция на молекулярных ситах для осушки пропана полностью исключает присутствие жидкой фазы. Для обезвоженного пропана менее минуты 100% ситыми содержат воды < 0,1 ppm (100 ppm).

Пропан, поступающий с контактора очистки пропана, темп. ситы адсорбируют сырье колонны адсорбера, который захватывает пропан до 100 ppm, что позволяет удалить значительное количество свободной воды из потока экспортного сырьевого пропана перед обработкой в колонне адсорбера.



Далее пропан направляется в один из адсорберов сверху вниз для осушки. Проектом предусмотрено установка трех адсорберов, один в работе, два - последовательно на регенерации. Осушенный пропан с заданной температурой точки росы по влаге, через фильтр отводится в трубопровод продуктового пропана.

В это же время второй и третий адсорбер находится на технологических стадиях регенерации и охлаждения с ожиданием переключения на стадию осушки газа. Для регенерации используется часть осушенного пропана, необходимое количество которого подается в печь подогрева, где он нагревается и затем подается снизу-вверх в регенерируемый адсорбер, в котором за счет высокой температуры происходит десорбция поглощенных во время цикла адсорбции воды и тяжелых углеводородов.

Отгрузка продуктового пропана.

Данная операция предназначена для перекачки продуктового пропана, поступающего из секции осушки пропана в существующий парк СУГ на ТШО.

Пропан из секции осушки пропана подается в парк хранения СУГ. В условиях нарушения технологического режима работы парка хранения СУГ или некондиционного пропана, предусмотрен впрыск продукта пропана в линию тощего газа подпорными насосами G-027 A/B. Для предотвращения кипения пропана в точке впрыска, а также потенциального переноса жидкой пробки в существующую систему подготовки топливного газа, необходимо нагреть пропан в испарителе E-008. В испарителе этан нагревается для достижения температуры точки росы при давлении впрыска.

Компримирование экспортного (тощего) газа

В состав данной секции входит линия компримирования, работающая в режиме 1х100%, на которой осуществляется повторное сжатие газа, отсепарированного в секции извлечения этана, для экспорта тощего газа в трубопроводную систему ИЦА через магистральный трубопровод «GEEP» (переподключения на площадке ПРГС), а также возврата тощего газа в качестве топливного газа и закачки в пласт на объектах ТШО.

Тощий газ с секции извлечения этана поступает на компримирование экспортного газа. Компрессор тощего газа повышает давление тощего газа до необходимого давления на входе на площадке ПРГС.

Согласно нормам резервирования компрессоров, принят один центробежный компрессор с приводом от электродвигателя. Для регулирования работы компрессора применен ЧРП, управляемый контроллером давления, который поддерживает давление всасывания. Для компрессора предусмотрен специальный трансформатор. Компрессор и связанные с ним системы уплотнения и смазочного масла расположены в здании компрессора. Проектом не предусматривается установка сепаратор на все компрессора ввиду отсутствия капельной жидкости в тощем газе.

Воздушный охладитель тощего газа, рассчитан на охлаждение тощего газа на выходе из компрессора и обеспечивают охлаждение сжатого газа. Воздушный охладитель имеет несколько отсеков, и каждый отсек имеет два двигателя 50% электродвигателей оборудованы ЧРП. Скорость двигателя воздушного охладителя устанавливает ЧРП. Охлажденный тощий газ направляется через анализатор на площадку ПРГС и к объектам ТШО.

Топливный газ, необходимый для ГСУ, отбирается на линии всасывания компрессора экспортного газа.

В условиях нарушения технологического режима, остановка производства полиэтилена Проекта ПЭ или / и остановка приема пропана существующим парком СУГ

на ТШО, пропан отключается от линии пропана в линию тощего газа в дальнейшем по линии в трубопроводную систему ИЦА и транспортируется на ПРГС. В случае перебора тощего газом сепаратор газа от КСЧ и ЗНИ для обеспечения работы ГСУ, необходимо вернуть тощий топливный газ, который направляется на входной компрессор.

Для контроля качества экспортного газа (на содержание H_2O , H_2S , метанолов и других компонентов) проектом предусматривается установка анализатора. Линия для анализа тощего газа на площадке для регулирования давления предусмотрена в случае если тощий газ не будет соответствовать требованиям.



Основные решения по водоснабжению

Для обеспечения работы проектируемого объекта предусматриваются следующие системы водоснабжения:

- производственное водоснабжение;
- хозяйственно-питьевое водоснабжение;
- система снабжения деминерализованной водой.

Производственное водоснабжение. Исходная техническая вода от точки подключения поступает в резервуар технической воды. Раздача технической воды потребителям при помощи насосов, установленных в насосной станции водоснабжения. Обеспечение объектов ГСУ технической водой предусматривается из существующей системы технического водоснабжения ТОО «ТШО» в соответствии с выданными техническими условиями на подключение.

Потребители технической воды:

- промывка оборудования, смыв полов с технологических площадок. Смыв полов в летний период из поливочных кранов шлангом. Трассировка трубопровода производственной воды по эстакаде с отпусками к поливочным кранам. Отвод стоков в производственно-дождевую канализацию;
- блок очистки питьевой воды. В блок очистки питьевой воды техническая вода подается для приготовления хозяйственно-питьевой воды, так же на промывку оборудования. Суточный расход на приготовление хозяйственно-питьевой воды составляет, $Q=5$ м³/сут. Расход воды на собственные нужды станции (хозяйственно-питьевой) воды с учетом промывки фильтрации и работы установки обратного осмоса составляет 70% от расчетного. $Q=5 \times 70 / 100 = 3,5$ м³/сут.
- блок очистки деминерализованной воды. В блок очистки деминерализованной воды техническая вода подается для приготовления деминерализованной воды, так же на промывку оборудования. Суточный расход для приготовления деминерализованной воды составляет $Q=96$ м³/сут. Расход воды на собственные нужды станции (деминерализованной воды) с учетом промывки фильтрации и работы установки обратного осмоса составляет 70% от расчетного расхода, $Q=96 \times 70 / 100 = 67$ м³/сут.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение. Подача воды питьевого качества для бытовых нужд проектируемого производства обеспечивается от существующей сети питьевого водоснабжения на территории STF (ТШО) (парк сырой нефти).

Исходная техническая вода из резервуара хранения, насосами подается в блок очистки питьевой воды, откуда очищенная обеззараженная гипохлоритом вода в соответствии с ГОСТ 2874-82* подается в резервуар хранения питьевой воды и насосами, расположенными в насосной станции водоснабжения, подается потребителям.

Потребители питьевой воды:

- хозяйственно-бытовые нужды обслуживающего персонала ГСУ. Суточный расход на хозяйственно-питьевые нужды составляет $Q=0,12$ м³/сут на 1 человека. Общее количество потребляемой воды на 36 человек составит 4,32 м³/сут.
- подача и возврат воды от аварийных душевых;
- собственные нужды (мойка спецодежды) пожарной депо, хозяйственно - бытовые нужды пожарной команды.

На площадке ГСУ в местах, где возможно поражение обслуживающего персонала агрессивными веществами будут установлены аварийные душевые.

Против возможного застоя воды у аварийных душевых предусмотрен возврат водопровода, который проложен по эстакаде в резервуар хранения питьевой воды.

Вода питьевого качества подается на хозяйственно-бытовые нужды пожарной команды, собственные нужды пожарной депо на мойку спецодежды, системы.

Система снабжения деминерализованной водой. Исходная техническая вода из резервуара технической воды насосно подается в блок очистки деминерализованной воды, откуда очищенная вода в соответствии с требованиями к качеству воды от ГСУ подается в



Основные решения по водоотведению.

В состав канализации, проектируемой на площадке ГСУ, входят следующие системы:

- бытовая канализация (К1);
- производственно-дождевая канализация (К3);
- канализация шламосодержащих стоков (К6);
- канализация производственно-дождевая напорная (К3Н).

Бытовая канализация. Для сбора и отвода, бытовых сточных вод от операторной совместно с аппаратной, КПП, пожарного депо на 2 автомобиля предусмотрены 2 выгреба в зоне ГСУ и в зоне пожарного поста, расположенного около километра от ГСУ,

V=15 м³ (каждый) с вывозом ассенизационными машинами в приемный резервуар канализационных очистных сооружений, которые расположены на площадке КТЛ.

Производственно-дождевая канализация.

В производственно-дождевую канализацию отводятся производственные сточные воды:

- от смыва полов, ремонта оборудования с технологических площадок ГСУ;
- стоки от аварийных душей с площадки ГСУ (К3);
- шламосодержащие сточные воды из блоков очистки питьевой и деминерализованной воды (К6);
- мойка спецодежды в пожарном депо на 2 автомобиля (К3);
- дождевые стоки с территории пожарного поста (К3);
- дождевые стоки с территории ГСУ (К3);
- аварийные воды в случае пожара (К3).

По заданию технологического отдела возможный состав проливов с площадок на установке ГСУ, следующий:

- сжиженные углеводородные газы (пропан C₃H₈, этан C₂H₆);
- масла из маслосистем насосов, компрессоров;
- масло системы горячего масла CH₃CH₂(C₆H₄)CH₂CH₃/C10H14;
- водный раствор амина и серы H₂S;
- блок реагентов (метанол CH₃OH, щёлочь NaOH, масло, гликоль C_nH_{2n}(OH)₂ и диэтаноламин C₄H₁₁NO₂).

Проливы потенциально возможно будут содержать следы этих продуктов, которые могут быть при ремонтных работах.

Состав стоков от мойки спецодежды-содержание взвешенных веществ и различных примесей.

В зависимости от состава примесей, смываемых поверхностным стоком по СН РК 4.01-03-2011 п.5.1.7 установка ГСУ относится ко второй группе.

Стоки от мойки спецодежды в пожарном депо, дождевые воды с площадки пожарного поста сливаются в подземный резервуар объемом 200 м³ через дождеприемники, откуда при помощи ассенизационной машины, предусмотрен самовывоз в ближайший колодец производственно-дождевой канализации на территории ГСУ.

В производственной зоне во избежание распространения огня по сети производственных сточных вод, на всех выпусках в канализацию установлены колодцы с гидравлическим затвором с высотой столба воды не менее 250 мм.

Во избежание попадания аварийных проливов в систему (К3) с отбортованных технологических площадок, этажей №01, №2, для индивидуального сбора дождевых стоков, после пожара, предусмотрены колодцы, оборудованные затворами, арматурой, колонками управления, завинчивающимися атмостернями. Вод с отбортованных площадок сливается в водополотенце, производственных сточных водах, путем крепления на отбортовку затворов.

Для приема дождевых стоков, с отбортованной территории, площадку, установлены колодцы, мыльные колодцы.



Канализация шламодержащих стоков. В канализацию шламодержащих стоков отводятся промывочные сточные воды из:

- блока приготовления питьевой воды;
- блока приготовления деминерализованной воды.

Самотечная канализация запроектирована для отведения шламодержащих стоков из блока очистки питьевой воды, это промывочные стоки от узла фильтрации, фильтров. Из блока очистки деминерализованной воды, это промывочные стоки из узла обратноосмотической установки, фильтров.

Сброс сточных вод производится в ближайший колодец производственно-дождевой канализации.

Состав стоков: небольшое количество соли, минерализация, взвешенные вещества, остаточный хлор.

Согласно принятым проектным решениям, водоснабжение проектируемых объектов будет осуществляться согласно техническим условиям от ТОО «ТШО». Проектирование сооружений по очистке образуемых сточных вод на предприятии (промышленных, производственных и коммунально-бытовых) не осуществляется, т. к. образуемые сточные воды будут передаваться на утилизацию специализированным организациям или на очистные сооружения ТОО «ТШО». По указанным причинам, нормирование и установление нормативов ПДС не было произведено. В целом, согласно данным проектных решений обеспечивается соблюдение требований законодательства РК, отраженной в п. 2 статьи 216 Экологического Кодекса РК, регламентирующее запрет на сброс неочищенных до нормативов допустимых сбросов сточных вод в водные объекты или на рельеф местности.

Организация строительства. За основу определения продолжительности строительства проектируемого объекта принята продолжительность строительства газоперерабатывающего завода мощностью 1млрд. м3/год с продолжительностью строительства 37 мес., в том числе, подготовительный период – 5 мес.

Начало строительства планируется на I квартал (март) 2024 года. Расчетное среднее количество рабочих при строительстве составит 3631 человек.

Распределение объемов строительно-монтажных работ по годам строительства (нормы задела) составит: 2024 г – 12%; 2025 г – 39%; 2026 г – 41%, 2027 г – 8%.

Ожидаемые эмиссии в окружающую среду.

Период эксплуатации

Основными источниками в период эксплуатации являются: Огневой подогреватель газа регенерации, Печь нагрева теплоносителя, Факел высокого давления, Факел низкого давления, емкость хранения дизельного топлива, компрессоры, насосная, дизельный генератор, Пожарный насос с дизельным приводом, Неплотности технологического оборудования, буллит пропана в парке СУГ, эстакада налива пропана (рукава налива пропана), емкость смешения топливного газа.

В качестве источников выделения загрязняющих веществ ГСУ определены 17 стационарных источников, из них организованных 13, неорганизованных 4 источника.

Общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выделения ГСУ составит: максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ **48.9112480811г/с**, валовые – **499.273003366 т/год**, в том числе:

- твердые – 11.388 т/год;
- газообразные – 486.2026386 т/год.

Период строительства

При строительстве проектируемого объекта возможны выделения в атмосферу:

- продуктов сгорания дизельного топлива в установках;
- пыли, образующейся при производстве земляных работ (разработка и пылевые выбросы от экскаватора, бульдозера, самосвалов, утилизатора грунта, устройство щебеночного основания, обратная засыпка грунта, пересыпка, транспортировка



стройматериалов)

- токсичных выхлопных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин и механизмов;
- при проведении сварочных и лакокрасочных работ.

Всего на строительной площадке в период строительных работ, с марта 2024 года по март 2027 года, выявлено 37 стационарных источника загрязнения, из них 12 организованных, 25 неорганизованных источника.

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ определялось расчетным методом путем применения удельных норм выбросов в соответствии с действующими методиками.

Всего при строительстве объектов в атмосферу будет выбрасываться вредные вещества 27 наименований, из них 6 твердых и 7 газообразных. В том числе, 1 класса опасности – 1 вещество, 2 класса опасности - 7 веществ, 3 класса опасности – 10 веществ, ингредиентов 4 класса опасности - 5 веществ.

По предварительным расчетным данным на строительной площадке стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

2024 год:

• максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ **5.358752292 г/с**, валовые – **29.196438969 т/год**, в том числе:

- твердые – 20.773778431 т/пер.;
- газообразные – 8.422660538 т/пер.

2025 год:

• максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ **5.353480992 г/с**, валовые – **36.130057316 т/год**, в том числе:

- твердые – 26.530983396 т/пер.;
- газообразные – 9.59907392 т/пер.

2026 год:

• максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ **5.352483792 г/с**, валовые – **42.35249221 т/год**, в том числе:

- твердые 29.87711736 т/пер.;
- газообразные – 12.47537485 т/пер.

2027 год:

• максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ **4.1806082 г/с**, валовые – **25.248922088 т/год**, в том числе:

- твердые – 21.321963243 т/пер.;
- газообразные - 3.926958845 т/пер.

Ожидаемые виды отходов.

Период эксплуатации

Газосепарационная установка образует различные потоки отходов в течение всего срока эксплуатации. При эксплуатации ГСУ будут образовываться производственные и твердые бытовые отходы.

Производственные отходы будут образовываться от следующих видов деятельности:

- технологических процессов, связанных извлечением этанового продукта, подготовки сырья для установки регенерации этана, восстановление пропанового продукта;

- профилактики и ремонта оборудования;

- жизнедеятельности персонала.

Твердые отходы образуются во время эксплуатации ГСУ. Они будут образованы, такие отходы как металлошлам, шлак, пыль, ИБП и др.

Жидкие отходы – растворы, эмульсия и конденсат минеральных масел, шлам, жир, заливки, резервуара.

Для предотвращения образования технологического оборудования, микропластика, ветоши.



В результате производственной деятельности предприятия образуется 23 видов отходов производства и потребления. Общий объем отходов составит по предварительной оценке – 3908,1268 т/год из них: отходы производства – 3905,4268 т/год, отходы потребления – 2,7 т/год.

Образуются 13 видов опасных отходов – 1892,734 т/год и 10 видов неопасных отходов – 2015,393 т/год.

Период строительства. Период строительства будет сопровождаться образованием следующих видов отходов: огарки сварочных электродов, тара из-под лакокрасочных материалов, металлолом, ветошь, строительные отходы, коммунальные отходы, изношенная спецодежда.

Общий объем отходов составит по предварительной оценке – 4874,057 т/год из них: отходы производства – 4034,387 т/год, отходы потребления – 839,67 т/год.

Образуются 2 видов опасных отходов – 4,775 т/год и 5 видов неопасных отходов – 4869,282 т/год.

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

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду №KZ35RYS00155717 от 08.09. 2021 года.

2. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к ТЭО «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Вторая фаза (строительство ГСУ)».

3. Протокол общественных слушаний посредством открытых собраний по Отчету о возможных воздействиях на окружающую среду к ТЭО «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Вторая фаза (строительство ГСУ)»

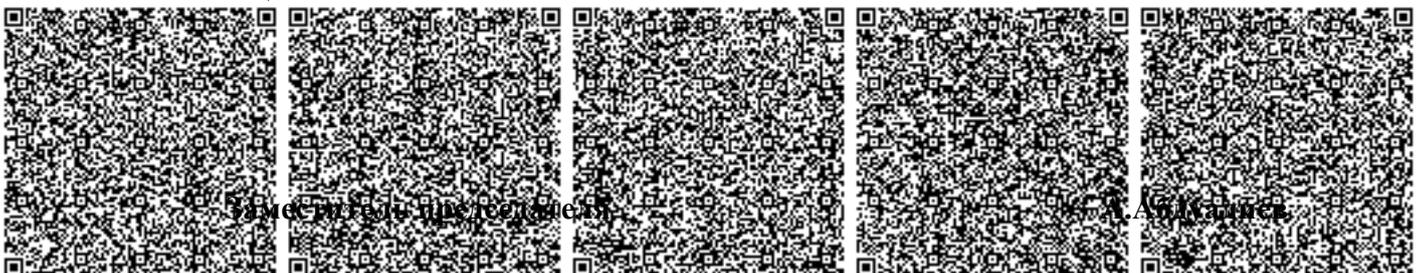
При проектировании «Газосепарационной установки KLPE GSU» предусмотрены все доступные на данный момент техники, например, относительно каустической соды, щелочных растворов, катализаторов, строительных отходов, шума и пр.

Так в ГСУ использована технология для извлечения меркаптанов из газов UOP – MEROX путем окисления их в дисульфиды. Данная технология позволяет снизить нагрузку на атмосферные воздух.

UOP Ortloff™ Рециркуляция разделенного пара установки извлечения этана которая позволяет получить максимальное извлечение этана 99% и минимум 98%, которое должно быть извлечено из подаваемого сухого газа. Данная технология повышает рентабельность капитальных и эксплуатационных расходов, а также позволяет снизить нагрузку на атмосферные воздух. На всех этапах реализации проекта компания и ее подрядчики должны реализовывать подход использования наилучших доступных технологий там, где это допустимо.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный отчет к ТЭО «Строительство первого интегрированного газохимического комплекса в Атырауской области. Вторая фаза (строительство ГСУ)» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



Дата распространения объявления о проведении общественных слушаний через теле- или радиоканал (каналы) **в эфире телеканала «АТЫРАУ» от 25.10.2021 года, бегущей строкой.**

Электронный адрес и номер телефона, по которым общественность могла получить дополнительную информацию о намечаемой деятельности, проведении общественных слушаний, а также запросить копии документов, относящихся к намечаемой деятельности – atr.priroda@atyrau.gov.kz, тел.: 8(7122)32-55-09, ecoportal.kz.

Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях - kerk@ecogeo.gov.kz. Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, сведения о наличии видеозаписи общественных слушаний, ее продолжительность – общественные слушания проведения проведены 02.12.2021 года, присутствовали 61 человек, проведении общественных слушаний проводилась видеозапись.

Все замечания и предложения общественности к проекту отчета о возможных воздействиях, в том числе полученные в ходе общественных слушаний, и выводы, полученные в результате их рассмотрения были сняты.

Также, замечания и предложения от заинтересованных государственных органов инициатором сняты.

Заместитель председателя

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

