

Об утверждении технического регламента "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 29 июля 2026 года № 285-н/к

В соответствии с подпунктом 1) статьи 8 Закона Республики Казахстан "О техническом регулировании", ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить прилагаемый технический регламент "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии".

2. Департаменту нефтегазохимии и технического регулирования Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) в течение пяти рабочих дней со дня подписания настоящего приказа направление его электронной копии на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан" Министерства юстиции Республики Казахстан для официального включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

Е. Аккенженов

Приложение к приказу
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 29 июля 2026 года № 285-н/к

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ

"О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии"

Глава 1. Область применения

1. Настоящий технический регламент "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии" (далее – технический регламент) разработан в соответствии с подпунктом 6) статьи 6 Закона Республики Казахстан "О магистральном трубопроводе" и подпунктом 1) статьи 8 Закона Республики Казахстан "О техническом регулировании".

2. Настоящий технический регламент устанавливает обязательные для применения и исполнения на территории Республики Казахстан требования к магистральным трубопроводам для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии (далее – магистральные трубопроводы) с давлением насыщенных паров более 0,2 МПа при температуре плюс 20 °С при проектировании (включая инженерные изыскания), строительстве (реконструкции), эксплуатации, консервации, ликвидации, а также правила оценки их соответствия.

3. Объектами технического регулирования настоящего технического регламента являются магистральные трубопроводы, включая ответвления от них, номинальным диаметром до DN400 включительно, с избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа включительно для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии.

4. Настоящий технический регламент разработан в целях обеспечения защиты жизни и здоровья человека, животных и растений, имущества, окружающей среды, обеспечения экологической безопасности, энергетической эффективности и ресурсосбережения при транспортировке этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии.

5. Технический регламент является обязательным для всех организаций проектирующих, строящих и эксплуатирующих магистральные этанопроводы и пропанопроводы.

6. Требования настоящего технического регламента не распространяются на:

1) объекты технического регламента Евразийского экономического союза "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов" (ТР ЕАЭС 049/2020);

2) трубопроводы сетей газораспределения и газопотребления;

3) трубопроводы сетей автономного газоснабжения и автомобильных газонаполнительных компрессорных станций;

4) морские трубопроводы, промысловые и межпромысловые трубопроводы;

5) трубопроводы нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа;

6) трубопроводы, транспортирующие газообразные среды;

7) магистральные трубопроводы с многофазной перекачиваемой продукцией (жидкость с газом);

8) трубопроводы, предназначенные для транспортировки стабильного конденсата, бензина и других нефтепродуктов с давлением насыщенных паров менее 0,2 МПа при температуре плюс 20 °С.

Глава 2. Основные понятия

7. В настоящем техническом регламенте применяются следующие термины с соответствующими определениями:

этановая фракция – углеводородная смесь, состоящая преимущественно из этана (не менее 95 % по массе) с примесями углеводородов и вырабатываемая на нефтехимических, газо- и нефтеперерабатывающих предприятиях;

пропановая фракция – углеводородная смесь, состоящая преимущественно из пропана (не менее 95 % по массе) с примесями углеводородов и вырабатываемая на нефтехимических, газо- и нефтеперерабатывающих предприятиях;

продукция – этановая и пропановая фракции в сжиженном состоянии, подготовленные к транспортировке и соответствующие показателям, приведенным в приложении 1 настоящего технического регламента;

трубопровод – сооружение из труб, деталей трубопровода и арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортировки продукции в газообразном, жидком и сжиженном состоянии;

магистральный этанопровод – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части и объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку этановой фракции в сжиженном состоянии, соответствующий требованиям настоящего технического регламента;

магистральный пропанопровод – единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части и объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку пропановой фракции в сжиженном состоянии, соответствующий требованиям настоящего технического регламента;

технологический трубопровод – к трубопроводам технологическим относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется продукция, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, находящиеся на балансе предприятия;

линейная часть магистрального этанопровода и пропанопровода – подземные, подводные, наземные, надземные трубопроводы, по которым осуществляется непосредственная транспортировка продукции;

авария – разрушение зданий, сооружений и/или технических устройств, неконтролируемые взрыв и/или выброс опасных веществ;

идентификационный документ на земельный участок - документ, содержащий идентификационные характеристики земельного участка, необходимые для целей ведения земельного, правового и градостроительного кадастров;

инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от параметров, обеспечивающих безопасность ведения технологического процесса, не приведшие к аварии;

технологический регламент – нормативно-техническая документация, определяющая технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и технологию производства продукции, безопасные условия работы, утверждаемая техническим руководителем;

компенсирующие мероприятия – это совокупность инженерно-технических и организационных решений, которые позволяют обеспечить требуемый уровень безопасности при отклонениях от общепринятых нормативов, направленные на нейтрализацию потенциальных рисков, связанных с нетиповыми материалами, конструкциями или нарушением минимальных расстояний;

консервация объекта магистрального трубопровода или его части – выполнение комплекса мероприятий по обеспечению сохранения объекта магистрального трубопровода или его части в работоспособном техническом состоянии в период временного прекращения его эксплуатации;

ликвидация объекта магистрального трубопровода – выполнение комплекса мероприятий по прекращению эксплуатации, демонтажу и (или) перепрофилированию, разборке, а также по утилизации отходов и приведению занимаемой объектом магистрального трубопровода окружающей среды в состояние, безопасное для жизни и здоровья человека и пригодное для последующего использования;

насосная перекачивающая станция – составная часть магистрального трубопровода, представляющая собой комплекс зданий, сооружений и технических устройств, предназначенный для приема, хранения и подачи транспортируемой продукции в линейную часть магистральных трубопроводов;

номинальный диаметр – числовое обозначение размера, равное округленному до целого значения внутреннего диаметра и выраженное в миллиметрах без обозначения размерности;

объект магистрального трубопровода – составная часть магистрального трубопровода, предназначенная для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных технологических операций в процессе транспортировки продукции в сжиженном состоянии, включающая в себя комплекс соответствующих зданий, сооружений и технических устройств;

охранная зона магистрального трубопровода – территория (на суше и (или) воде) с особыми условиями охраны и пользования, прилегающая к объектам магистрального трубопровода и предназначенная для обеспечения безопасности населения и создания необходимых условий для безопасной и бесперебойной эксплуатации объектов трубопровода, в пределах которой ограничиваются или запрещаются виды деятельности, не совместимые с целями ее установления;

минимальное расстояние – расстояния от зданий, сооружений, технических устройств до оси магистральных трубопроводов, при которых уровень риска является приемлемым;

приемка объекта магистрального трубопровода – форма оценки соответствия завершеного строительством (реконструкцией) объекта магистрального трубопровода проектной документации, требованиям настоящего технического регламента, других регламентов и законодательных документов, действие которых на него распространяется, подтверждающая готовность объекта магистрального трубопровода к вводу в эксплуатацию;

пункт приема-сдачи продукции – объект магистрального трубопровода, предназначенный для измерения и учета количественных и физико-химических показателей передаваемой продукции сдающей стороной (или ее представителями) принимающей стороне (или ее представителям);

ремонт объекта магистрального трубопровода – выполнение комплекса мероприятий по полному или частичному восстановлению эксплуатационного ресурса и (или) эксплуатационных параметров линейной части магистрального трубопровода и (или) его объектов;

санитарно-защитная зона – это специальная территория с особым режимом использования, которая устанавливается вокруг объектов и производств, являющихся источниками химического, физического или биологического воздействия на среду обитания и здоровье человека;

система обнаружения утечек – набор инструментов для обнаружения утечек, который используется для предотвращения, обнаружения и смягчения последствий утечек на магистральных этанопроводах и пропанопроводах;

технологический режим эксплуатации магистрального трубопровода – совокупность значений параметров технологического процесса транспортировки продукции по магистральному трубопроводу, устанавливаемых в пределах значений, указанных в проектной документации;

эксплуатационная документация – совокупность документов, определяющих правила эксплуатации, значения эксплуатационных параметров объектов магистрального трубопровода, а также содержащих сведения об их эксплуатации;

эксплуатационные параметры магистрального трубопровода – совокупность технических характеристик магистрального трубопровода, устанавливаемых в пределах значений, указанных в проектной документации;

эксплуатационный контроль – форма оценки соответствия, предусматривающая выполнение комплекса мероприятий, направленных на выявление и устранение несоответствий требованиям настоящего технического регламента при эксплуатации объектов магистрального трубопровода;

эксплуатация магистрального трубопровода – деятельность по обеспечению функционирования магистрального трубопровода в соответствии с эксплуатационной документацией, включающая в себя, в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление;

эксплуатирующая организация – юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством Республики Казахстан, осуществляющее эксплуатацию магистрального трубопровода на праве собственности или на ином законном основании и несущее ответственность за безопасность его эксплуатации, обеспеченное персоналом и материально-техническими ресурсами, необходимыми для управления деятельностью магистрального трубопровода, обслуживания и поддержания его эксплуатационных параметров.

Глава 3. Общие требования к магистральным этанопроводам и пропанопроводам

8. Безопасность магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается посредством:

1) осуществления комплекса научно-исследовательских, технологических, опытно-конструкторских и проектно-изыскательских работ и внедрения их результатов, направленных на повышение безопасности, эксплуатационной и энергетической эффективности объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, а также применяемых технологий, технических устройств, машин, оборудования и материалов;

2) соблюдения технологических режимов эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов, проведения технического обслуживания, технического диагностирования и поддержания установленных эксплуатационных параметров;

3) выполнения расчетов по определению значений эксплуатационных параметров объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, обеспечивающих их безопасность, энергетическую эффективность и ресурсосбережение, использования их результатов;

4) проведения оценки соответствия магистральных этанопроводов и пропанопроводов согласно главе 9 настоящего технического регламента;

5) установления охранных зон и минимальных расстояний в соответствии с требованиями;

6) разработки и применения компенсирующих мероприятий;

7) обеспечения надежности систем управления технологическими процессами и производственной деятельностью объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

8) применения материалов, соответствующих документам по стандартизации, указанным в параграфах 7 и 8 раздела 6 главы 4 и приложения 8 настоящего технического регламента, для обеспечения срока службы магистральных

этанопроводов и пропанопроводов не менее 30 лет для нормальных условий эксплуатации с применением методов защиты от коррозии и защитного покрытия.

9. Классификация и категории участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов:

1) магистральные этанопроводы и пропанопроводы по назначению классифицируются как магистральные трубопроводы, предназначенные для транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии;

2) магистральные этанопроводы и пропанопроводы по рабочему давлению в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы" классифицируются как трубопроводы:

I класса с рабочим давлением свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

II класса с рабочим давлением свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

3) участки магистральных этанопроводов и пропанопроводов подразделяются на категории, которые определяют дополнительные требования к конструктивным параметрам трубопровода (выбору стали, толщине стенки, текучести, прочности и других) и величине испытательного давления в зависимости от условий прохождения трассы и мер по обеспечению безопасности населения на основании расчетных коэффициентов в соответствии с СТ РК ISO 13623 "Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортирования по трубопроводам";

4) условия прохождения трассы магистральных этанопроводов и пропанопроводов принимаются в соответствии с таблицей 1 приложения 2 настоящего технического регламента; классификация участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов по категориям производится согласно таблице 2 приложения 2 настоящего технического регламента;

5) к магистральным этанопроводам и пропанопроводам не относятся промысловые, технологические и иные трубопроводы, предназначенные для транспортировки продукции в пределах территории собственника или иного правообладателя продукции для внутрихозяйственных целей, в том числе в пределах контрактной территории недропользователя, а также распределительные трубопроводы, предназначенные для транспортировки продукции потребителям;

6) проектирование, сооружение и эксплуатация технологических трубопроводов с объектами, относящимся к магистральным этанопроводам и пропанопроводам, производится в соответствии с нормативно-техническими документами, относящимися к технологическим и промысловым трубопроводам, включая СП РК 3.05-103 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы", ГОСТ 32569 "Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах", ВСН 51-3-85 "Проектирование промысловых стальных трубопроводов", а также в соответствии с "Инструкцией по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов",

утвержденной приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359.

10. Основные требования к трассам трубопроводов:

1) выбор трассы для магистральных этанопроводов и пропанопроводов выполняется проектной организацией совместно с заказчиком на основе утвержденного задания на проектирование, с учетом возможной минимизации затрат при сооружении и эксплуатации трубопровода;

2) для обоснования выбора трассы трубопроводов необходимо учесть следующие факторы:

- диаметр и протяженность трубопровода;
- расположение и количество крановых узлов;
- конструктивные схемы укладки трубопровода;
- безопасность населения и персонала, работающего вблизи трубопровода;
- охрана окружающей среды;
- наличие других сооружений;
- наличие полезных ископаемых;
- инженерно-геологические и климатические условия;
- требования к строительству и эксплуатации трубопровода;
- местные требования;
- перспективы развития территории;

наличие крупных и средних рек, озер, соровых участков, автомобильных и железных дорог, оврагов, действующих трубопроводов, линий электропередач и связи, сельскохозяйственных угодий;

- археологические памятники (курганы, поселения);
- наличие факторов коррозионной опасности;

3) при выборе трассы трубопроводов необходимо исследовать все характерные для района размещения явления, процессы и факторы природного и техногенного происхождения, которые оказывают влияние на безопасность трубопровода и вызывают негативное воздействие на население и окружающую среду, в том числе закономерности распространения промышленных выбросов в атмосферу;

4) при выборе оптимального варианта трассы трубопроводов в районах со сложным рельефом, значительно залесенных, с большим количеством оврагов, рек, озер, соровых участков, наличием карста, термокарста, в застроенных районах применение аэрофотосъемки или лазерного сканирования принимается заказчиком;

5) выбор трассы трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством Республики Казахстан, а также с учетом необходимости защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного характера;

6) при выборе трассы трубопроводов следует учитывать условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее экономичных и высокопроизводительных методов строительно-монтажных работ;

7) при выборе трассы трубопроводов необходимо учитывать транспортные коммуникации района будущего строительства с целью максимального использования их для доставки труб от станций разгрузки до трубосварочных пунктов и развозки плетей к трассе;

8) при выборе трассы трубопроводов необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого трубопровода, а также условия строительства и обслуживания трубопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся, проектируемые и реконструируемые здания и сооружения, использование водных объектов и другие), выполнять прогнозирование изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

9) при выборе трассы следует учитывать, что не допускается прохождение трубопровода:

в населенных пунктах;

в тоннелях автомобильных и железных дорог;

в тоннелях совместно с электрическим кабелем и кабелями связи.

10) створы подводного перехода следует предусматривать в соответствии с проектными решениями, перпендикулярно динамической оси потока;

11) согласование трассы трубопроводов выполняется с землепользователями и всеми заинтересованными ведомствами и организациями в соответствии с требованиями Земельного кодекса Республики Казахстан и Водного кодекса Республики Казахстан.

11. Охранные зоны устанавливаются для магистральных этанопроводов и пропанопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 100 метров от оси трубопровода с каждой стороны, в соответствии с Законом Республики Казахстан "О магистральном трубопроводе".

12. Установление охранных зон магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляется в целях обеспечения условий безопасной эксплуатации трубопроводов путем:

1) исключения проведения несанкционированных строительно-монтажных работ, землеройных, взрывных и иных видов работ (за исключением сельскохозяйственных), способных в той или иной мере повредить технологическое оборудование либо коммуникации трубопровода;

2) ограничения других видов деятельности, которая может нанести ущерб трубопроводу (разведения открытого огня, складирования сырья, продукции, отсыпных материалов, установки каких бы то ни было препятствий, ухудшающих доступ эксплуатирующего персонала к объектам трубопроводов и другие).

13. Охранные зоны устанавливаются вокруг объектов трубопроводов по представлению эксплуатирующей организации актами местных исполнительных органов. Границы охранных зон определяются в установленном порядке и обозначаются на местности специальными знаками. Соблюдение ограничений на деятельность в охранных зонах предусматривается законодательством Республики Казахстан в области магистрального трубопровода и иным законодательством Республики Казахстан.

14. Ответственность за содержание охранных зон трубопроводов в должном противопожарном состоянии лежит на эксплуатирующей организации (собственнике магистрального трубопровода).

15. Земельные участки в пределах охранных зон магистральных трубопроводов имеют особый режим землепользования и у собственников/землепользователей данные земельные участки не изымаются, за исключением отвода земель в постоянное пользование, предназначенных для площадок линейных сооружений (линейные краны, комплектная трансформаторная подстанция, мачты связи и другие) и опор вдоль трассовой линии электропередачи.

16. Определение минимального расстояния от оси магистральных этанопроводов и пропанопроводов до проектируемых, строящихся или реконструируемых объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, осуществляется в порядке согласно приложению 3 настоящего технического регламента.

17. Минимальные расстояния, определенные в соответствии с приложением 3 к настоящему техническому регламенту, применяются при проектировании магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

18. На участках сближения трубопроводов со зданиями, сооружениями и другими объектами, в стесненных условиях, необходимо предусмотреть технические и технологические решения, обеспечивающие их безопасность в случае разгерметизации магистральных этанопроводов и/или пропанопроводов, с учетом свойств транспортируемой пожароопасной и взрывоопасной продукции.

19. Минимальное расстояние между двумя прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов определяется в соответствии с проектными решениями.

20. При проектировании магистральных этанопроводов и пропанопроводов, в целях обеспечения безопасности в случае сокращения минимальных расстояний от осей трубопроводов до ближайших зданий и сооружений, не входящих в состав

проектируемых трубопроводов, в соответствии с требованиями СН РК 1.02-03 "Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство", разрабатываются необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации проектируемых трубопроводов, в том числе:

- 1) сокращение расстояний между линейными запорными устройствами;
- 2) оснащение трубопровода системой обнаружения утечек с дублированием системы;
- 3) организационно-технические мероприятия, включающие остановку перекачки и закрытие узлов запорной арматуры магистральных этанопроводов и/или пропанопроводов в автоматическом или дистанционном режиме по сигналам с главного диспетчерского управления, системы обнаружения утечек или по любым другим сигналам, авторизованным для такого рода действий;
- 4) оперативное перекрытие линейной запорной арматуры линейного кранового узла аварийного участка магистральных этанопроводов и/или пропанопроводов по системе линейной телемеханики после сигнала об аварии со скоростью, исключающей гидравлический удар;
- 5) оснащение магистральных этанопроводов и пропанопроводов системой охранной сигнализации периметра, системой контроля доступа и видеонаблюдения, системой автоматической пожарной сигнализации, стационарными датчиками загазованности, громкоговорящей связью и системами оповещения, системой линейной телемеханики;
- 6) применение труб повышенной категории и/или с увеличением толщины стенки;
- 7) применение труб с заводским защитным изоляционным покрытием;
- 8) 100 % визуальный контроль сварных швов, все сварные швы и стыки подлежат контролю, в том числе, следующими методами:

визуальный контроль согласно Методическим рекомендациям по визуальному и измерительному контролю свариваемых металлов и их соединений, согласованным приказом Председателя Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 13 августа 2012 года № 45;

визуальный контроль согласно ГОСТ ISO 17635 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Общие правила для металлических материалов";

измерительный контроль согласно технологической карте сварки (Welding Procedure Specification – спецификация технологии сварки) и проектной документации;

радиографический метод контроля согласно ГОСТ 7512 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод", либо другим альтернативным неразрушающим методом контроля, а также физическому контролю сварных швов/стыков;

ультразвуковой метод контроля согласно ГОСТ ISO 17640 "Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Методы, уровни

контроля и оценка", ГОСТ ISO 11666 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Уровни приемки".

9) укладка защитных футляров (кожухов) на участках магистральных этанопроводов и пропанопроводов в местах пересечения с автомобильными и железными дорогами, а также в других наиболее ответственных местах и пересечениях;

10) контроль загазованности в местах с высокой вероятностью выделения взрывоопасных газов и паров, а также утечек в пространстве между магистральными этанопроводами и пропанопроводами и кожухом с соблюдением правил проектирования по каждому трубопроводу;

11) других необходимых мероприятий, предусмотренных проектными решениями в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы" и СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

Глава 4. Требования при проектировании и изыскательских работах

Параграф 1. Общие требования к проектированию

21. Проектирование и изыскательские работы магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует выполнять в соответствии с требованиями, предъявляемыми к магистральным трубопроводам, определяемыми законодательством Республики Казахстан в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, нормативно-техническими документами Республики Казахстан и настоящим техническим регламентом.

22. При проектировании (включая инженерные изыскания), строительстве (реконструкции) магистральных этанопроводов и пропанопроводов необходимо соблюдать действующие на территории Республики Казахстан требования энергетической эффективности и ресурсосбережения в отношении:

1) применяемых конструктивных, функционально-технологических и инженерно-технических решений;

2) характеристик применяемых технических устройств, оборудования и материалов;

3) показателей, характеризующих удельную величину расхода энергетических ресурсов.

23. При проектировании линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов основным способом их прокладки следует считать подземную прокладку.

Надземная (на опорах) прокладка трубопроводов допускается на отдельных участках в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия и определяется проектной документацией.

Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов допускается на отдельных участках в болотистых местностях, солончаках, районах распространения многолетнемерзлых грунтов и определяется проектной документацией.

При этом должны быть предусмотрены меры, предотвращающие повреждение трубопровода в местах его перехода от подземной прокладки к надземной или наземной прокладке.

На этапе проектирования магистральных этанопроводов и пропанопроводов выбор способа их прокладки осуществляется в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы" на основании данных инженерных изысканий, учитывающих рельеф трассы, естественные и искусственные препятствия.

24. При проектировании (включая инженерные изыскания) магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны быть учтены расчетные нагрузки и воздействия, а также их неблагоприятные сочетания, влияющие на прочность и устойчивость объектов магистрального трубопровода. Расчетные схемы и методы расчета на прочность и устойчивость магистрального трубопровода должны учитывать основные особенности воздействия соответствующих нагрузок на его объекты.

25. При проектировании магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны быть предусмотрены узлы отключающей трубопроводной арматуры, обеспечивающей перекрытие в трубопроводе потока перекачиваемой продукции. Расстояние между смежными узлами отключающей трубопроводной арматуры определяется проектной документацией и настоящим техническим регламентом.

26. Оснащение трубопроводной арматуры, предназначенной для перекрытия потока перекачиваемой продукции в трубопроводе и на узлах подключения, средствами дистанционного контроля и управления определяется проектной документацией.

27. При проектировании (включая инженерные изыскания) линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов необходимо рассмотреть меры компенсации продольных перемещений трубопровода.

28. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и блуждающих токов средствами пассивной и активной защиты.

29. Надземные участки трубопроводов должны быть электрически изолированы от опор.

30. При проектировании (включая инженерные изыскания) магистральных этанопроводов и пропанопроводов, прокладываемых на участках с активным тектоническим разломом, необходимо предусмотреть специальные инженерно-технические решения по обеспечению безопасности магистрального трубопровода.

31. Прокладка трубопровода не допускается:

- 1) в тоннелях железных и автомобильных дорог;
- 2) на железнодорожных и автомобильных мостах.

32. При проектировании (включая инженерные изыскания), строительстве (реконструкции) объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов выполняются мероприятия, обеспечивающие сохранение путей миграции диких животных и мест их постоянного обитания (в том числе в периоды размножения и зимовки).

33. Для обеспечения контроля технического состояния магистральных этанопроводов и пропанопроводов в проектной документации необходимо предусмотреть инженерно-технические решения, обеспечивающие пропуск внутритрубных очистных и инспекционных приборов.

Конструкция магистральных этанопроводов и пропанопроводов должна обеспечивать беспрепятственное прохождение внутритрубных очистных, диагностических, а также разделительных устройств, применяемых для обеспечения последовательной перекачки продукции, и оснащается узлами запуска (пуска) и приема таких устройств.

34. При проектировании прокладки трубопроводов через водные преграды (подводные переходы) необходимо предусмотреть инженерно-технические решения по предотвращению эрозии грунта в границах подводного перехода в процессе эксплуатации трубопровода и по укреплению берегов в случае изменения естественного рельефа местности в процессе строительства (реконструкции) трубопровода.

35. При проектировании прокладки трубопроводов над водными преградами необходимо предусмотреть инженерную защиту опорных сооружений.

36. При проектировании трубопроводов, прокладываемых в горной местности и районах с пересеченным рельефом местности, необходимо предусмотреть инженерно-технические решения, обеспечивающие устойчивость магистральных трубопроводов к воздействию водных потоков, обвалов, камнепадов, оползней, снежных лавин, селевых потоков и других опасных явлений.

37. При проектировании трубопроводов необходимо предусмотреть инженерно-технические решения, обеспечивающие устойчивое положение трубопровода в траншее на проектных отметках, препятствовать его всплыванию на обводненных участках и в местах пересечения с водными преградами.

38. В соответствии с проектной документацией объекты магистральных этанопроводов и пропанопроводов оборудуются средствами защиты от воздействия статического электричества, прямых ударов молнии и ее вторичных проявлений.

39. Насосные станции должны быть обеспечены электропитанием от двух независимых источников питания, а также источниками аварийного электроснабжения.

40. На объектах магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны быть реализованы конструктивные и организационные решения по защите от

несанкционированного проникновения и (или) посягательства на их целостность и безопасность.

41. Места размещения объектов магистрального трубопровода обозначаются специальными предупреждающими и опознавательными знаками, в том числе знаками, содержащими сведения об охранной зоне объектов магистрального трубопровода.

42. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы должны быть оснащены средствами предупреждения аварий и инцидентов локализации и ликвидации их последствий, определяемыми проектной документацией.

43. На переходах магистральных этанопроводов и пропанопроводов через автомобильные дороги (любого назначения, в том числе проселочные и лесные), железные дороги, предусматриваются решения по их защите от повреждения (прокладка в защитных металлических футлярах, покрытие железобетонными плитами и другие). Способ защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов определяется проектным решением.

44. Расчетное число часов работы магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их сооружений определяется исходя из годовых графиков работы предприятий сдающих и принимающих сторон, с учетом времени, необходимого на ремонт, которое составляет не менее 8400 часов в год. При этом не допускается снижение плановых поставок продукции.

45. Количество ниток и направление трассы трубопровода, тип и количество насосов, число насосных станций и их места расположения по трассе трубопровода устанавливаются проектом на основании проработки возможных вариантов технических решений.

46. В проектных решениях предусматриваются использование инертного газа (азота) под давлением для вытеснения продукции из трубопроводов.

47. Минимальное давление в любой точке магистральных этанопроводов и пропанопроводов с целью предотвращения образования двухфазного потока должно быть выше давления насыщенных паров продукции не менее чем на 0,5 МПа в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы", для чего перед каждой насосной станцией и перед каждой принимающей стороной на трубопроводе необходимо предусмотреть соответствующий регулятор давления "до себя".

48. Гидравлический расчет магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится исходя из условий транспортировки продукции. Порядок расчета физических свойств транспортируемой продукции приведен в приложении 4 настоящего технического регламента. Порядок гидравлического и теплового расчета магистральных этанопроводов и пропанопроводов приведен в приложении 5 настоящего технического регламента.

49. В проектных решениях, с учетом эффекта существенного снижения температуры при выбросе этановой фракции в окружающую среду при проведении

технологических операций и в аварийных случаях, рекомендуется учесть требования к хладостойкости металла и конструкции трубопровода.

50. Этановая и пропановая фракции в сжиженном состоянии перед поступлением в магистральные этанопроводы и пропанопроводы должны соответствовать требованиям приложения 1 настоящего технического регламента.

51. В начальной точке и опасных по скоплению влаги местах магистрального трубопровода при необходимости предусмотреть подачу метанола. Потребное количество метанола устанавливается проектом в зависимости от исходной влажности и возможной минимальной температуры продукции по трассе.

52. При расчете на прочность магистральных этанопроводов и пропанопроводов принимаются следующие параметры:

1) расчетное нормативное давление – максимально возможное давление в трубопроводе;

2) наибольшая температура почвы в районе прохождения участка трубопровода согласно справочнику по климату для подземных участков трубопроводов;

3) температура наружной стенки трубы определяется по наибольшей из абсолютных температур окружающей среды в районе прохождения расчетного участка трубопровода;

4) нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и другие, должны определяться на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

53. В составе сооружений каждой насосной станции для приема продукции при срабатывании предохранительных клапанов насосов и опорожнении насосов и их обвязочных трубопроводов, а также для создания на входе насосов противокавитационного подпора необходимо предусмотреть специально предназначенные сбросные линии, либо один или несколько накопительных резервуаров общей емкостью, равной 0,03-0,05 суточной производительности магистрального трубопровода. Данные требования определяются в соответствии с проектной документацией.

54. На головной насосной станции предусмотреть системы диспетчерского контроля и управления технологическими процессами, включая управление насосными агрегатами, линейными крановыми узлами с системой противоаварийной защиты, для перевода технологического процесса в безопасный режим при возникновении аварийной ситуации.

55. Резервуар, предназначенный для создания противокавитационного подпора, располагается таким образом, чтобы удовлетворялось условие:

$$H \geq 1,2(h_{\text{в}} + h_{\text{тр}}), \text{ м}, \quad (1)$$

где H – превышение нижней образующей резервуара над осью всасывающего патрубка насоса, м;

$h_{\text{в}}$

– величина кавитационного запаса согласно паспорту насоса, метры столба продукции;

$h_{\text{тр}}$

– гидравлическое сопротивление участка трубопровода между резервуаром и насосом, метры столба продукции.

56. Минимально уровень продукции в подпорном резервуаре определяется по формуле:

$$h = 1,2 \cdot D \cdot \sqrt[3]{\frac{w^2}{g \cdot D}}, \text{ м}, \quad (2)$$

где h – минимально уровень продукции, считая от нижней образующей резервуара, м;

D – диаметр трубопровода, связывающего резервуар с насосом, м;

w – скорость продукции в трубопроводе, связывающем резервуар с насосом, м/с;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения.

57. Для обеспечения бескавитационной работы насосов при соответствующем обосновании вместо подпорных резервуаров предусматриваются подпорные насосы.

58. На промежуточных насосных станциях со схемой работы "из насоса в насос" создание противокавитационного подпора на входе насоса не требуется, но при этом гидравлические потери на участке от регулятора давления до насоса не должны превышать 0,1 МПа.

59. Система трубопроводной обвязки и арматурного оснащения каждого насоса для перекачки продукции обеспечивает:

- 1) защиту насоса от попадания механических примесей, от воздействия обратного потока и от превышения давления сверх расчетного со сбросом продукции в емкость;
- 2) перепуск продукции с нагнетания насоса в емкость при отладке режимов работы;
- 3) сброс продукции в емкость при опорожнении насоса и трубопроводной обвязки;
- 4) сброс продувочных газов на факел.

60. Продукция, сбрасываемая через предохранительные устройства, подлежит утилизации путем подачи ее в емкости насосной станции или на факел.

61. При отклонении от заданных параметров система диспетчерского контроля и управления насосной станции обеспечивает автоматическое:

- 1) отключение технологических насосов;
- 2) прекращение подачи продукции в резервуары;
- 3) уменьшение подачи продукции в линию нагнетания.

62. Предусмотреть перед каждой принимающей стороной систему измерения количества и качества продукции.

63. Горячие выбросы от продувки насосов, трубопроводов и резервуаров должны сжигаться на факельном устройстве.

64. В состав магистральных этанопроводов и пропанопроводов входят как основные, так и вспомогательные объекты:

1) линейная часть трубопровода с запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами запуска и приема очистных и диагностических устройств, система измерения количества и качества продукции;

2) магистральная насосная станция;

3) электротехническое оборудование (электродвигатели, электростанции, внутренние электросети, системы заземляющей сети, защиты от статического электричества и молниезащиты);

4) вдольтрассовые или радиальные линии электропередачи;

5) система связи и сооружения связи;

6) Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления), автоматизированная система управления технологическими процессами, система противоаварийной защиты, система линейной телемеханики, система и средства обнаружения утечек;

7) охранная и пожарная сигнализация, система видеонаблюдения за площадочными объектами;

8) устройства электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

9) устройства обнаружения загазованности, сигнализации и оповещения;

10) подъездные и вдольтрассовые дороги;

11) стоянки техники, находящиеся на территориях объектов;

12) системы водо- и теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования, канализации и другие;

13) противопожарные и противоэрозионные сооружения;

14) опознавательные и сигнальные знаки магистральных этанопроводов и пропанопроводов, других трубопроводов, пересечений, сооружений и другие.

Параграф 2. Конструктивные требования к магистральным этанопроводам и пропанопроводам

65. Диаметр магистральных этанопроводов и пропанопроводов определяется на основании гидравлического расчета и проектных решений.

66. В трубопроводах соединение труб между собой и с соединительными деталями производится при помощи сварки. Применение фланцевых соединений допускается только для подключения магистральных этанопроводов и пропанопроводов к оборудованию.

67. В трубопроводах следует применять стальную запорную арматуру, соединяемую с трубопроводами при помощи сварки.

68. На трассе магистральных этанопроводов и пропанопроводов должна предусматриваться установка специальных сигнальных знаков. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 500 м, а также дополнительно на всех углах поворота.

Параграф 3. Требования к допустимым радиусам упругого изгиба.

69. Допустимые радиусы изгиба магистральных этанопроводов и пропанопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения средств очистки и диагностики составляет не менее пяти его диаметров.

70. В местах примыкания трубопроводов к обвязочным трубопроводам насосной станции, узлам пуска и приема средства очистки и диагностики, переходам через водные преграды, перемышкам и узлам подключения трубопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Продольные перемещения учитываются при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к магистральным этанопроводам и пропанопроводам.

Параграф 4. Подземная прокладка трубопроводов

71. Глубину заложения трубопровода до верха трубы следует принимать не менее 1,5 м в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

72. Ширину траншеи по низу следует назначать не менее: номинальный диаметр DN + 300 мм от каждой боковой стенки трубы.

73. При балластировке трубопроводов магистральных этанопроводов и пропанопроводов железобетонными, чугунными и другими утяжелителями ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой

траншеи не менее 0,2 м. Кроме того, ширина траншеи по дну при балластировке трубопровода утяжеляющими грузами или закреплении анкерными устройствами должна быть не менее 2,2 DN.

74. Способ проектирования подземных трубопроводов для районов распространения просадочных грунтов зависит от типа их просадочности. Грунтовые условия площадок, сложенных просадочными грунтами, в зависимости от возможности проявления просадки грунтов от собственного веса, подразделяются на два типа:

I тип – грунтовые условия, в которых возможна в основном просадка грунтов от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса отсутствует или не превышает 5 см;

II тип – грунтовые условия, в которых помимо просадки грунтов от внешней нагрузки возможна их просадка от собственного веса и размер ее превышает 5 см.

Для грунтов I типа просадочности проектирование трубопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов. Для грунтов II типа необходимо учитывать их просадочность.

75. При подземной и наземной (в насыпи) прокладках трубопроводов магистральных этанопроводов и пропанопроводов необходимо предусматривать противоэрозионные мероприятия с использованием местных материалов, а при пересечении подземными трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов и кюветов в местах пересечений перемычки, предотвращающие проникание в траншею воды и распространение ее вдоль трубопровода.

76. Вдоль участков трубопроводов, прокладываемых на местности, расположенных на одинаковых отметках или выше населенных пунктов, в пределах проекции объекта на трубопровод и примыкающих к проекции с обеих сторон участков должны предусматриваться канавы для отвода продукции в безопасное место в случае разлива, если отсутствуют естественные преграды.

Параграф 5. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, пересечения и параллельная прокладка

77. К естественным и искусственным препятствиям относятся реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, соровые, обводненные участки, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

78. Подводные переходы магистральных этанопроводов и пропанопроводов через водные преграды следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим

водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и требований по охране рыбных ресурсов.

Прокладка подводных переходов предусматривается с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектная отметка верха забалластированных магистральных этанопроводов и пропанопроводов при проектировании подводных переходов назначается на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

79. При проектировании магистральных этанопроводов и пропанопроводов, прокладываемых на подземных переходах через автомобильные и железные дороги, необходимо учитывать следующие требования:

1) угол пересечения трубопроводов с железными и категорированными автомобильными дорогами следует принимать, как правило, равным 90° , но не менее 60° . При соответствующем обосновании пересечение с автомобильными дорогами категории IV-V (в том числе с автодорогами, предназначенными для обслуживания трубопроводов) допускается при снижении минимального значения угла до 35° . Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками при соответствующем обосновании в проекте;

2) участки трубопроводов, на переходах через железные и автомобильные дороги прокладываются в защитном кожухе (футляре) из стальных труб;

3) для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных кожухов из стальных труб или прокладываемых в тоннеле, внутренний диаметр кожуха или тоннеля определяется из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода, но не менее чем на 200 мм;

4) концы кожуха выводятся на расстояние:

при прокладке трубопроводов через железные дороги, с каждой стороны на 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений, от крайнего водоотводного сооружения;

при прокладке трубопроводов через автомобильные дороги, на расстояние 25 м от подошвы откоса насыпи или бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

5) прокладка кабеля связи трубопроводов на участках его перехода через железные и автомобильные дороги производится в защитном кожухе или отдельно в трубах;

6) на подземных переходах трубопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных кожухов имеют герметизирующие устройства из диэлектрического материала;

7) на одном из концов кожуха следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали не менее:

для железных дорог, от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений, от крайнего водоотводного сооружения 50 м;

для автомобильных дорог, от бровки земляного полотна 25 м.

80. При пересечении и параллельной прокладке магистральных этанопроводов и пропанопроводов с другими трубопроводами и инженерными коммуникациями, необходимо соблюдать следующие требования:

1) взаимные пересечения проектируемых и действующих трубопроводов допускаются в исключительных случаях при невозможности соблюдения минимальных расстояний от оси трубопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий и сооружений;

2) при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принимается не менее 500 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60° ;

3) пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и другие) проектируются в соответствии с требованиями нормативных документов для проектирования генеральных планов промышленных предприятий;

4) в местах пересечений магистральных трубопроводов с линией электропередачи напряжением 110 кВ и выше предусматривается только подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60° ;

5) при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов магистральных этанопроводов и пропанопроводов с существующими стальными подземными инженерными сооружениями учитывается расположение средств электрохимической защиты этих трубопроводов и при необходимости предусматривается их реконструкция.

Параграф 6. Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость.

Раздел 1. Функциональные нагрузки

81. При расчетном обосновании конструктивных параметров трубопровода выявляются и учитываются нагрузки, которые влекут за собой или способствуют отказу или потере эксплуатационной пригодности магистральных этанопроводов и пропанопроводов:

1) постоянные (от собственного веса трубопровода, арматуры и обустройств, предварительного напряжения участков трубопровода вследствие упругого изгиба, веса и давления грунта, гидростатического давления воды);

2) временные длительные (от внутреннего давления, веса транспортируемой продукции, температурного перепада, неравномерных просадок грунта);

3) кратковременные (снеговая, ветровая, гололедная, морозное пучение, влияние волн и течений при пересечении рек и водных путей, пропуск очистных устройств, испытание трубопроводов);

4) особые (деформации просадочных грунтов при замачивании и оттаивании).

Раздел 2. Расчетное давление и расчетная температура стенок труб

82. Рабочее (нормативное) давление и расчетная температура стенок труб – температура металла стенок трубы, ожидаемая в нормальном режиме эксплуатации, определяются расчетом в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

83. Максимальная температура стенок труб может соответствовать максимальной ожидаемой температуре продукции во время транспортировки при нормальной эксплуатации или максимальной температуре грунта, в зависимости от того, что выше.

Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации трубопровода следует определять в зависимости от температуры транспортируемой продукции, грунта, наружного воздуха, а также скорости ветра, солнечной радиации и теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

Раздел 3. Нагрузки от внешних воздействий

84. При расчете трубопроводов на прочность и устойчивость учитываются динамические и весовые эффекты.

85. В качестве динамических эффектов учитываются:

- 1) удары, вызванные внешними или внутренними воздействиями;
- 2) вибрационные нагрузки, создаваемые вибрацией или резонансом;
- 3) осадки грунта на просадочных грунтах;
- 4) влияние волн и течений при пересечении рек и водных путей.

86. В качестве весовых эффектов учитываются:

1) при установке отдельного оборудования обустройства трубопровода на надземном участке без опор влияние его веса учитывается дополнительно;

2) переменные нагрузки, включающие нагрузки транспортируемой продукции и любых других посторонних воздействий типа льда или снега, которые скапливаются на

надземных участках трубопровода, учитываются в пределах технологических площадок линейных сооружений. Воздействия ветра, волн, и течения также рассматриваются как переменные нагрузки;

3) статические нагрузки включают собственный вес трубопровода, арматуры и обустройств.

Вес транспортируемой продукции в 1 м трубопровода

$q_{\text{прод}}$,

, Н/м, определяется по формуле:

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (3)$$

где

$\rho_{\text{н}}$

– плотность транспортируемой продукции, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$D_{\text{вн}}$

– внутренний диаметр трубы, см.

Раздел 4. Нагрузки от теплового расширения и сжатия

87. В расчетах учитываются эффекты теплового расширения и сжатия трубопровода :

1) нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации или при возникновении аварийных ситуаций и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная (конечная) схема трубопровода/участка при завершении строительно-монтажных работ. При этом допустимый температурный перепад для расчета баллаستировки и температуры окружающей среды при проведении сварочно-монтажных работ при захлестах участков трубопровода (замыкания) определяется отдельно для участков категорий I, II и III;

2) максимальная и минимальная допустимые температуры, при которых выполняется захлест схемы трубопровода/участка, принимаются с учетом максимальных и минимальных температур продукции на выходе из насосной станции, что отражается в проектной документации;

3) возможное выпучивание отдельных участков трубопровода при прохождении в грунтах с низкой несущей или заземляющей способностью, учитываются подбором опор, анкеров или устройством баллаستировки.

Раздел 5. Требования прочности. Расчет напряжения

88. Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы" по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (4)$$

где

R_1^H и R_2^H -

– нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб, сварных и интерференционных механических соединений следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления

σ_B

и предела текучести

σ_T

, принимаемым по стандартам на трубы, МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2

– коэффициенты надежности по материалу;

k_H

– коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

Коэффициенты m ,

k_1, k_2, k_H

определяются в соответствии с приложением 6 настоящего технического регламента.

Раздел 6. Определение толщины стенки трубопроводов

89. Толщина стенки трубопровода

δ

определяется, в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы", как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений,

соответственно, предела прочности (временное сопротивление) и предела текучести материала труб:

$$\delta = \max\{\delta_{\text{в}}; \delta_{\text{т}}\}. \quad (5)$$

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности, вычисляется по формуле:

$$\delta_{\text{в}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (n \cdot p + R_1)}, \quad (6)$$

а толщина стенки, определяемая по пределу текучести, вычисляется по формуле:

$$\delta_{\text{т}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (n \cdot p + R_2)}. \quad (7)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке определяется в соответствии с приложением 6 настоящего технического регламента.

Расчетная толщина стенки определяется с учетом допусков по формуле:

$$\delta_p = \delta + C, \text{ см}, \quad (8)$$

где

C

– прибавка к толщине стенки для компенсации коррозии трубопровода, см.

Обоснование прибавки к расчетным толщинам должно быть приведено в проектной документации. Прибавка к расчетной толщине стенки для компенсации коррозии назначается с учетом степени коррозионной активности перекачиваемой продукции, условий эксплуатации, расчетного срока службы, скорости коррозии. При отсутствии данных величина прибавки должна составлять

$$C = 0,15 \div 0,2$$

см.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего номинального значения

$\delta_{\text{н}}$

, предусмотренного действующими стандартами (ГОСТ, ТУ, спецификация на трубы).

Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, была не менее величины рабочего (нормативного) давления. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Проверку прочности и устойчивости участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует выполнять в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (9)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (10)$$

где

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$

– максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла-труб; при растягивающих продольных напряжениях

$$(\sigma_{\text{пр}N} \geq 0)$$

принимается равным единице, при сжимающих

$$(\sigma_{\text{пр}N} < 0)$$

- определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}, \quad (11)$$

где

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$

– кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \quad (12)$$

где p – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, МПа;

$D_{\text{вн}}$

– внутренний диаметр трубопровода, см;

$\delta_{\text{н}}$

– номинальная толщина стенки трубопровода, см.

Максимальные суммарные продольные напряжения

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$

, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$

, МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}, \quad (13)$$

где μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град-1;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Расчетную толщину стенки соединительных деталей (тройников, отводов, переходников и других элементов трубопроводов при действии внутреннего давления) следует определять в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

Параграф 7. Требования к материалам и изделиям

90. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы должны проектироваться так, чтобы целостность и эксплуатационная пригодность обеспечивались в течение всего срока эксплуатации.

91. Необходимо обеспечить соответствие применяемых материалов и изделий, применяемым для строительства магистральных этанопроводов и пропанопроводов требованиям настоящего технического регламента, а также нормативных документов.

92. Запорная и регулирующая арматура, а также камеры узла запуска, приема очистного и диагностического устройства предусматриваются в низкотемпературном исполнении, обеспечивающем работоспособность при температурах эксплуатационных режимов, а также при случаях возникновения аварийных ситуаций.

Параграф 8. Трубы и соединительные детали

93. Стальные трубы для магистральных этанопроводов и пропанопроводов изготавливаются в соответствии с техническими условиями и спецификациями завода-изготовителя по требованиям национальных стандартов Республики Казахстан и/или международных стандартов, отвечающим требованиям проектных решений. Заводу-изготовителю необходимо иметь или получить сертификат соответствия на трубную продукцию, изготовленную по конкретным техническим условиям.

94. Поставщик трубы для магистральных этанопроводов и пропанопроводов предоставляет заключение технического аудита процесса производства и аттестованной технологии по заявленным техническим условиям, проведенного специализированной авторизованной организацией, со сроком давности аудита не более 3-х лет.

95. Применение трубной продукции, изготовленной в соответствии с нормативными техническими документами и/или документами по стандартизации, подтверждается заводом-изготовителем по результатам поставок, а также опытно-промышленных исследований у изготовителя.

96. По основным признакам содержания в стали углерода и легирующих элементов, для магистральных этанопроводов и пропанопроводов принимаются:

1) для магистральных этанопроводов - трубы бесшовные из углеродистой и легированной стали по согласованным техническим требованиям для труб, предназначенных для эксплуатации в условиях возможных низких температур, повышенной коррозионной стойкости и надежности, стойкие к сульфидному растрескиванию под напряжением, которые определяются при испытаниях по международным, национальным стандартам и межгосударственным стандартам. Рекомендуются руководствоваться требованиями ГОСТ ISO 3183 "Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия";

2) для магистральных пропанопроводов - трубы бесшовные, прямошовные при соответствующем проектном решении с обоснованием их применения, из углеродистой и легированной стали по согласованным техническим требованиям для труб, предназначенных для эксплуатации в условиях возможных низких температур.

97. Ударная вязкость (KCU) для основного металла и сварных соединений труб в соответствии с ГОСТ 9454 "Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах" и ГОСТ 6996 "Сварные соединения. Методы определения механических свойств".

98. Ударная вязкость (KCV) для основного металла и сварных соединений труб в соответствии с ГОСТ ISO 3183 "Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия".

99. При этом ударная вязкость (KCU/KCV) принимается в соответствии с установленными требованиями по результатам испытаний образцов. Параметр "ударная вязкость KCU/KCV" указывается в сертификатах качества по фактической температуре испытаний. При несоответствии значения KCU/KCV, поставка и применение данной партии труб запрещена.

100. В комплекте аварийных средств проектом рекомендуется предусмотреть два разборных трубопровода, из хладостойкой стали, длиной не менее 90 м каждый, предназначенные для подключения к сбросному коллектору с целью отвода продукции из подлежащих ремонту участков трубопровода в сооружаемые на время планового ремонта или ликвидации аварии ямы в земле (амбары), в которых сбрасываемая продукция в случае невозможности ее утилизации, подлежит сжиганию.

101. Устройство колодцев для сбора продукции из футляра, предусматриваемых на переходах через железные и автомобильные дороги, не допускается.

102. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы оснащаются камерами пуска и приема средства очистки и диагностики. Места расположения узлов устанавливаются проектом в зависимости от конкретного профиля трассы трубопровода.

Параграф 9. Требования к насосным станциям

103. Устройство трубопроводов в пределах насосной станции исключает использование сварных труб для сооружения трубопроводов диаметром более 400 мм.

104. Запорная арматура на отводах от насосов к всасывающим и нагнетательным коллекторам управляется дистанционно и размещается: для оперативной работы, внутри здания насосной станции, для аварийных отключений, снаружи, на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания насосной.

105. Трубопроводы насосных станций должны иметь уклон: всасывающие – к насосам, нагнетательные – от насосов, на них не должно быть изгибов в вертикальной плоскости, препятствующих свободному стоку продукции, а также местных сопротивлений, способствующих образованию "паровых пробок".

106. Электроснабжение двигателей технологических насосов, воздушных компрессоров, пожарных насосов, вентиляторов общеобменной и аварийной систем вентиляции, электроприемников аварийного освещения должно предусматриваться на головных насосных станциях I категории надежности в соответствии Правилами устройств электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10851).

107. Насосные станции оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

108. Факел для сжигания газов при продувке резервуаров, насосов и трубопроводов насосной станции предусматривает высоту не менее 10 м и располагается от ближайшего здания, сооружения, машины или аппарата насосной станции на расстоянии, устанавливаемом исходя из допустимого теплового потока, но не менее 60 м в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

Параграф 10. Требования к запорной арматуре

109. На магистральных этанопроводах и пропанопроводах устанавливается арматура, сертифицированная требованиям промышленной безопасности в установленном порядке, имеющая разрешение на применение на опасных производственных объектах, отвечающая техническим требованиям к магистральным этанопроводам и пропанопроводам.

110. Запорная арматура применяется в соответствии с проектной документацией и обеспечивается через прохождение очистных и диагностических устройств.

На линейной части магистральных трубопроводов надлежит предусматривать установку запорной арматуры в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы". Расстояние между линейной запорной арматурой, устанавливаемой на трубопроводах, должно быть не более 10 км. В случае необходимости увеличения расстояния между запорной арматурой при соответствующих проектных расчетах и решениях, для обеспечения безопасности, требуется применение компенсирующих мероприятий.

При параллельной прокладке трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны располагаться со смещением относительно друг друга не менее чем на 50 м.

111. Установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

1) на обоих берегах водных преград, на обеих сторонах железных дорог при их пересечении с магистральными этанопроводами и пропанопроводами;

2) в начале каждого ответвления от трубопровода на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию.

112. Запорная арматура применяется стальная, предназначенная для соединения с трубопроводами сваркой.

113. Линейная запорная арматура оснащается приводом и имеет дистанционное управление по поступлению дистанционного сигнала Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления), с возможностью перевода в ручной (местный) режим.

114. В качестве запорной арматуры рекомендуется использовать краны шаровые цельносварные низкотемпературного исполнения для подземного монтажа с установкой под приварку.

115. Климатическое исполнение кранов определяется в соответствии с ГОСТ 15150 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды". Исполнение кранов по температуре рабочей среды: для магистральных этанопроводов не менее минус 70 °С, для магистральных пропанопроводов не менее минус 40 °С.

116. Гарантированные изготовителем параметры изделия составляют не менее по ресурсу 3000 циклов, по сроку службы не менее 30 лет. Арматура допускается при соответствии классу герметичности затворов "А", норме герметичности "отсутствие видимых утечек в течение времени испытания" в соответствии с ГОСТ 9544 "Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов".

117. Применение фланцевой арматуры допускается только для подключения трубопроводов к оборудованию и устройствам, используемым при производстве ремонтных работ и на границах раздела субъектов.

Параграф 11. Узлы запуска и приема средства очистки и диагностики

118. Места расположения узлов запуска и приема средства очистки и диагностики устанавливаются в проектной документации в зависимости от конкретного профиля трассы трубопровода, но не более 150-200 км друг от друга в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

119. При параллельной прокладке трубопроводов узлы приема и пуска средства очистки и диагностики на соседних трубопроводах смещаются относительно друг друга на 150 м.

120. Запасовка в камеры и извлечение из камер средства очистки и диагностики производится в соответствии с порядком, приведенным в приложении 7 настоящего технического регламента.

121. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы в пределах одного участка, предназначенного для пропуска средства очистки и диагностики предусматриваются с одинаковым внутренним диаметром и равнопроходной линейной арматурой, без выступающих внутрь магистральных этанопроводов и пропанопроводов узлов или деталей.

122. При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет свыше 0,3 диаметра основного трубопровода, предусматриваются проектные решения, исключающие возможность попадания средства очистки и диагностики в ответвление.

123. В состав сооружений проектируемых узлов запуска, приема очистного и диагностического устройства входит:

- 1) блок камеры запуска или приема;
- 2) механизмы для извлечения, перемещения и запасовки очистного устройства;
- 3) запорная арматура, трубопроводы обвязки камеры запуска или приема;
- 4) линии сброса продукции, для опорожнения узлов запуска, приема очистного и диагностического устройства, с кранами и огневыми предохранителями;
- 5) сбросной коллектор, прокладываемый под углом 90 °С к магистральному трубопроводу длиной не менее 10 м, выступающий на 0,5 м над поверхностью земли и заканчивающийся фланцевой заглушкой;
- 6) узел байпаса, с проходным сечением, равным по диаметру основной трубы магистральных этанопроводов, только на промежуточных узлах запуска, приема очистного и диагностического устройства;
- 7) сигнализаторы прохождения очистных устройств, устанавливаемые в соответствии с проектными решениями;
- 8) промежуточная опора – стабилизирующее устройство для предотвращения продольных перемещений трубопровода в местах выхода его из грунта при продольных деформациях от температурных перепадов и внутреннего давления;
- 9) емкость или амбар для сброса продукции при опорожнении камеры узлов запуска, приема очистного и диагностического устройства;
- 10) фланцевые устройства для подключения мобильных факельных установок.

124. На площадке узла запуска, приема очистного и диагностического устройства устанавливаются:

- 1) блок-бокс для узла связи и система линейной телемеханики;
- 2) трансформаторная подстанция (распределительное устройство);
- 3) средства защиты от коррозии;
- 4) радиобашня, при необходимости, в зависимости от рельефа местности;
- 5) периметральное ограждение;
- 6) системы видеонаблюдения.

Параграф 12. Система измерения количества и качества продукции

125. Предназначенная для учета продукции система измерения количества и качества продукции этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии

предусматривается на входе и на выходе магистральных этанопроводов и пропанопроводов, а также в соответствии с проектными решениями, согласованными сдающей и принимающей сторонами.

Средства измерений, применяемые на магистральных этанопроводах и пропанопроводах, должны быть допущены к применению на территории Республики Казахстан в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений, а также проходить поверку в установленные межповерочные интервалы.

126. Состав системы измерения количества и качества продукции, технические и метрологические характеристики средств измерений и оборудования, входящих в состав системы измерения количества и качества продукции, принимаются в соответствии с проектом, разработанным на основании технического задания на проектирование, настоящего технического регламента, других нормативных документов, требования которых распространяются на систему измерения количества и качества продукции в процессе их проектирования.

127. Узел комплектуется стационарной поверочной установкой (мастер счетчик эталонной точности) или предусматривается его приспособленность к использованию передвижной поверочной установки (прувер).

128. Оснащение системы измерений количества и качества продукции по включению хроматографа определяется в соответствии с проектным решением и ГОСТ 33702 "Системы измерений количества и показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие технические требования". Значения показателей прецизионности результатов измерений содержания компонентов продукции принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ 10679 "Газы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава".

129. Средства измерений показателей качества.

Состав средств измерений показателей качества регламентируется техническими условиями на данный вид продукта или нормативными документами, указанными в технических условиях. Выбор средств измерений показателей качества выполняют на стадии проектирования с учетом:

- 1) возможности использования поточных средств измерений;
- 2) степени изменения состава продукта с течением времени;
- 3) сравнительной стоимости реализации способа измерений;
- 4) требуемого уровня автоматизации способа измерений;
- 5) требуемого уровня автоматизации измерений.

Параграф 13. Требования к электроснабжению линейных потребителей и защите магистральных этанопроводов и пропанопроводов от коррозии

130. Электроснабжение потребителей на площадках линейных сооружений должно осуществляться по I категории надежности от проектируемых вдоль трассовых линий электропередачи и аварийных источников питания.

131. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы подлежат комплексной защите от почвенной коррозии защитными покрытиями, средствами электрохимической и протекторной защиты.

Параграф 14. Требования к сетям связи

132. Проектирование сетей связи необходимо проводить в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы", а также нормативной документации в области систем производственно-технологической связи, утвержденных в установленном порядке, и настоящего раздела.

133. Сети связи магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны обеспечивать:

1) передачу данных для централизованного управления объектами магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

2) функционирование систем автоматизированной системы управления технологическими процессами, Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления), система противоаварийной защиты, система линейной телемеханики и система и средства обнаружения утечек;

3) бесперебойную оперативную связь диспетчерского, эксплуатационного и ремонтного персонала в каждой точке линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

4) возможность выхода на каналы других операторов связи для вызова аварийно-спасательных и контролирующих служб;

5) передачу данных систем пожарной сигнализации, система и средства обнаружения утечек, видеонаблюдения, охранных систем, и иных технологических подсистем;

6) функционирование информационных сетей и обмен данными с корпоративными системами через защищенные шлюзы.

134. Обеспечение управления технологическими процессами и передачу сигналов при аварийных ситуациях. Топология сетей связи принимается кольцевой, ячеистой или звездной с резервированием каналов и узлов связи, обеспечивающим непрерывность связи при обрыве одной из линий.

135. Вдоль трассы магистральных этанопроводов и пропанопроводов предусматривается кабельная линия связи с отводами к блок-боксам линейной телемеханики в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

136. Сети связи подразделяются на:

1) технологическую сеть (автоматизированная система управления технологическими процессами, системами противоаварийной защиты, телемеханика, Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления));

2) служебную и производственную связь (VoIP, телефонная);

3) охранную и видеонаблюдение;

4) корпоративную и административную.

Между сетями обеспечивается сегментация и контроль доступа через DMZ (демилитаризованная зона) и межсетевые экраны.

137. Основные технические параметры сетей связи:

1) пропускная способность каналов связи не менее 1 Гбит/с на магистральных участках;

2) задержка передачи пакетов не более 50 мс для технологических данных;

3) доступность сети не менее 99,95 %;

4) резервирование узлов связи и оборудования питания (Uninterruptible Power Supply, дизель-генератор).

138. Для управления сетью связи создается система мониторинга и администрирования, обеспечивающая:

1) диагностику состояния узлов связи, линий и портов;

2) сбор и архивирование журналов событий (system logging);

3) оповещение об авариях, отключениях и снижении пропускной способности;

4) резервное копирование конфигураций сетевых устройств.

139. Для обеспечения кибербезопасности сетей связи предусматриваются:

1) межсетевые экраны, маршрутизаторы и коммутаторы промышленного исполнения;

2) аутентификация пользователей, контроль доступа (Role-Based Access Control) и шифрование (Virtual Private Network, Transport Layer Security);

3) журналирование событий и их хранение не менее 1 года;

4) регулярное обновление программного обеспечения и антивирусная защита;

5) физическая защита узлов связи и телекоммуникационных шкафов.

140. Магистральные линии связи магистральных этанопроводов и пропанопроводов выполняются с использованием оптоволоконного кабеля с отводами к пунктам контроля и управления линейной арматурой и оборудованию вдоль трассы в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

141. Узлы связи предусматриваются на площадках линейных сооружений с установкой оборудования активной и пассивной связи, а также резервного питания.

142. Глубина прокладки кабеля связи в грунтах определяется в проектной документации с учетом условий прокладки и принимается не менее 1,2 м с

применением сигнальной ленты в соответствии с СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы".

143. Подземная кабельная линия связи фиксируется на местности опознавательными столбиками/знаками, которые следует устанавливать:

- 1) напротив каждой муфты и на прямых участках трассы кабеля не далее 500 м один от другого для обеспечения прямой видимости;
- 2) на криволинейных участках трассы в местах максимального (более 2 м) отклонения трассы от прямой линии между муфтами;
- 3) на переходах через водные преграды;
- 4) на пересечениях с автомобильными и железными дорогами и съездами с дорог по обоим их сторонам;
- 5) на пересечениях с подземными коммуникациями различного назначения.

144. На подводных переходах магистральных этанопроводов и пропанопроводов прокладку кабеля связи следует предусматривать на расстоянии от осей трубопроводов в зависимости от инженерно-геологических и гидрологических условий, диаметра трубопровода, а также принятой технологии производства работ в соответствии с проектным решением.

145. Прокладка кабелей связи (в том числе волоконно-оптических линий связи) не допускается:

- 1) совместно с магистральными этанопроводами и пропанопроводами в одной траншее, за исключением случаев, предусмотренных проектной документацией, при условии соблюдения нормативных расстояний и применения мер механической защиты кабеля;
- 2) непосредственно на сплошном бетонном покрытии трубопровода;
- 3) внутри сплошного бетонного покрытия трубопровода, в том числе в кабельных каналах, выполненных в таком покрытии.

146. На пересечениях с железными дорогами, автодорогами и другими препятствиями, предусматривающими прохождение кабеля в защитном кожухе, не допускается укладка кабеля связи внутри защитного футляра (кожуха) магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

147. В случае прокладки кабеля связи вне защитного футляра (кожуха) трубопровода, его следует прокладывать в хризотилцементных или полимерных трубах диаметром 100 мм, размещенных на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода, с выводом концов труб по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

148. Кабельные переходы через водные преграды допускается выполнять кабелями:

- 1) проложенными способом горизонтально-направленного бурения;
- 2) прокладываемыми под водой с заглублением в грунт;
- 3) подвесными на опорах и эстакадах.

149. На переходах через водные преграды со стабильным руслом кабели связи заглубляются на глубину не менее 1 м. На переходах через реки с изменяющимся руслом и особыми гидрогеологическими условиями величина заглубления кабеля определяется в проектной документации, при этом прокладка кабелей проводится на глубину не менее 0,5 м ниже расчетной отметки возможного размыва дна на ближайшие 25 лет.

150. Кабель связи при пересечении с железнодорожными путями и автомобильными дорогами следует прокладывать на глубине не менее 0,8 м ниже дна кювета. В случае дополнительной защиты кабеля от механических повреждений в кювете это расстояние допускается уменьшать до 0,4 м.

151. Угол пересечения кабеля связи с железными и автомобильными дорогами устанавливает, как правило, 90° , но не менее 60° . На пересечениях с инженерными коммуникациями кабель связи пересекает их под тем же углом, что и основной технический коридор коммуникаций параллельно которому идет кабель.

152. Кабель связи при пересечении с инженерными коммуникациями следует прокладывать в хризотилцементных или полимерных трубах на расстоянии между ними по вертикали в свету, согласно техническим условиям эксплуатирующей организации. При этом расстояние в свету при пересечении магистральных этанопроводов и пропанопроводов предусматривает не менее 0,5 м.

153. Для каждого участка сети связи разрабатывается план аварийного восстановления, включающий порядок переключения на резервные каналы и восстановление конфигураций.

154. Предусматривается маркировка всех кабельных линии связи, что отображается в исполнительной документации (включая координаты муфт, оптических кроссов и маркировку волокон).

155. Проверка и испытания сетей связи выполняются в ходе Factory Acceptance Test и Site Acceptance Test с оформлением соответствующих протоколов, включая проверку оптических потерь, резервирования, каналов Virtual Private Network и систем мониторинга.

Параграф 15. Требования к системам автоматизации

Раздел 1. Общие требования

156. Для объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов должна предусматриваться автоматизированная система управления технологическими процессами с системами Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления), системы противоаварийной защиты, системы обнаружения пожара и газа (Fire&Gas System), системы линейной телемеханики, системы и средства обнаружения утечек, а также системы видеонаблюдения и контроля

управления доступом. Основные требования устанавливаются документами по стандартизации и технологическим регламентом собственника магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

157. Система автоматизации предназначена для обеспечения:

- 1) надежной транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии при минимальных затратах ресурсов;
- 2) непрерывного сбора, обработки, накопления, документирования необходимой для контроля над процессом и для анализа, технологической информации;
- 3) дистанционного и местного управления технологическим оборудованием с заданной иерархией доступа;
- 4) повышения надежности транспортировки этановой и пропановой фракций в сжиженном состоянии за счет сокращения простоев, минимизации ложных срабатываний;
- 5) оптимизации и стабилизации режимов работы технологического оборудования магистральных насосных станций;
- 6) повышения точности контроля и регулирования технологических параметров;
- 7) предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций за счет применения многоуровневых систем блокировок и противоаварийной защиты;
- 8) обеспечения устойчивости технологического процесса с учетом требований противоаварийной защиты на всех этапах транспортировки;
- 9) интеграции со смежными инженерными и информационными системами (пожарная сигнализация, системы обнаружения утечек, видеонаблюдение, связь и другие);
- 10) повышения промышленной безопасности за счет своевременного обнаружения и локализации утечек, отказов и нештатных ситуаций.

158. Автоматизированная система управления технологическими процессами обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) автоматическая защита технологического оборудования и трубопроводов;
- 2) автоматизированный контроль параметров технологического процесса (давление, температура, расход, состояние оборудования);
- 3) оперативное управление технологическим оборудованием с уровня операторной
- 4) дистанционный контроль и управление технологическим оборудованием с вышестоящего уровня управления главного диспетчерского управления;
- 5) сбор, обработка, архивирование и визуализация технологической информации;
- 6) формирование сигнализации, предупреждений и протоколирование событий и аварийных ситуаций;
- 7) обеспечение взаимодействия с внешними и смежными системами.

159. Автоматизированная система управления технологическими процессами магистральных этанопроводов и пропанопроводов предусматривается с однотипными

функциональной, организационной, технической и информационной структурой согласно СТ РК 34.014 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения", выполняются на основе унифицированной аппаратуры и общих решений по информационному и программному обеспечению.

160. Система противоаварийной защиты должна быть функционально и аппаратно-независимой от автоматизированной системы управления технологическими процессами и иметь отдельные контроллеры, источники питания и каналы связи. Система противоаварийной защиты обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) автоматическое предотвращение развития аварийных ситуаций путем формирования защитных воздействий;
- 2) автоматический перевод технологического процесса и оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, включая отказы автоматизированной системы управления технологическими процессами и ошибочные действия персонала;
- 3) блокировку пуска и/или повторного включения оборудования при наличии активных аварийных сигналов;
- 4) приоритет выполнения защитных функций по отношению к управляющим воздействиям автоматизированной системы управления технологическими процессами;
- 5) непрерывный контроль работоспособности элементов системы противоаварийной защиты (самодиагностика).

Раздел 2. Система линейной телемеханики

161. Система линейной телемеханики обеспечивает:

- 1) дистанционный контроль состояния технологического оборудования линейной части (крановые узлы, запорная арматура, узлы пуска и приема средств очистки и диагностики, электрохимической защиты, колодцы);
- 2) контроль параметров электроснабжения и состояния вдольтрассовых электрических сетей;
- 3) измерение технологических параметров (давление, температура продукции и грунта, параметры электрохимической защиты и другие);
- 4) дистанционное управление линейной запорной арматурой;
- 5) контроль прохождения средств очистки и диагностики;
- 6) контроль инженерных систем (охранная сигнализация, связь, источник бесперебойного питания);
- 7) обнаружение утечек и передачу данных в Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления).

Раздел 3. Система диспетчерского контроля и управления

162. Система диспетчерского контроля и управления (Supervisory Control and Data Acquisition) предназначена для централизованного круглосуточного мониторинга и управления объектами магистральных этанопроводов и пропанопроводов. Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) визуализация технологических процессов и состояния оборудования в реальном времени;
- 2) централизованный диспетчерский контроль и управление объектами;
- 3) сбор, обработка, архивирование и хранение технологической информации;
- 4) формирование и ведение журналов событий и аварийной сигнализации;
- 5) построение трендов и анализ технологических параметров;
- 6) формирование отчетности;
- 7) взаимодействие с системами нижнего уровня (автоматизированная система управления технологическими процессами, линейная телемеханика) и смежными системами.

Supervisory Control and Data Acquisition (система диспетчерского контроля и управления) реализуется на базе программно-технического комплекса, включающего серверное оборудование и автоматизированные рабочие места операторов и диспетчеров.

Раздел 4. Система видеонаблюдения

163. Система видеонаблюдения предназначена для визуального контроля технологических объектов и прилегающей территории и включает следующие основные компоненты:

1) Средства видеонаблюдения (камеры):

IP-видеокамеры (купольные/стационарные, в том числе с ИК-подсветкой) в климатическом исполнении, соответствующем условиям эксплуатации; размещение камер на объектах линейной части и площадках (крановые узлы, узлы пуска и приема средств очистки и диагностики, магистральные насосные станции, узлы учета продукции и другие);

обеспечение передачи видеопотока с использованием современных кодеков;

электропитание камер от локальных источников (в том числе через PoE) от оборудования телемеханики и/или электроснабжения объекта.

2) Сеть передачи и обработки видеоданных:

каналы связи для передачи видеопотоков от камер к центрам обработки; узлы агрегации и маршрутизации видеоданных.

3) Серверное оборудование: видеосерверы (VMS), обеспечивающие прием, обработку, хранение и воспроизведение видеоданных; архивирование видеозаписей с

возможностью поиска и просмотра за заданный период; формирование тревожных уведомлений.

Рабочие места операторов:

автоматизированные рабочие места операторов и диспетчеров; программное обеспечение для визуализации, управления и администрирования системы видеонаблюдения.

164. Электроприемники систем видеонаблюдения и охранной сигнализации относятся к I категории надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок Республики Казахстан.

165. Система видеонаблюдения должна обеспечивать:

1) сплошное визуальное покрытие контролируемых территорий без не просматриваемых зон;

2) контроль состояния технологических объектов и прилегающей территории в режиме реального времени;

3) применение интеллектуальных функций видеоаналитики, включая:

обнаружение движения в заданных зонах;

фиксацию появления/исчезновения объектов; анализ траекторий перемещения; выявление нештатных ситуаций.

Раздел 5. Системы охранной сигнализации

166. Безопасность технологических объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается комплексом организационных мероприятий, инженерных и технических средств охраны, объединенных в интегрированную систему безопасности.

167. Инженерные и технические средства охраны объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов проектируются в соответствии со следующими нормативными документами:

1) СН РК 3.05-01 "Магистральные трубопроводы";

2) СН РК 1.02-04 "Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство";

3) СТ РК 1916 "Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию";

4) правила отнесения объектов к уязвимым в террористическом отношении, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 апреля 2021 года № 234;

5) требования к организации антитеррористической защиты объектов, уязвимых в террористическом отношении, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 6 мая 2021 года № 305.

168. Комплекс инженерно-технических средств охраны обеспечивает:

1) Охранные функции:

предотвращение несанкционированного доступа на объекты;
обнаружение фактов проникновения и определение места нарушения;
формирование и передача сигналов тревоги дежурному персоналу;
централизованный контроль состояния охранных зон и средств сигнализации;

2) Контроль и реагирование:

дистанционное наблюдение за объектами с использованием систем видеонаблюдения;

регистрация и документирование событий, тревог и действий персонала; контроль работоспособности оборудования и линий связи;

3) Инженерная защита объектов применение ограждений, ворот, калиток, противотаранных и противокопательных средств;

оснащение объектов предупреждающими знаками и средствами визуального контроля;

4) Информационное взаимодействие:

интеграция подсистем безопасности (охранная сигнализация, видеонаблюдение, система контроля и управления доступом, пожарная сигнализация, системы обнаружения утечек);

передача информации в единый центр управления и отображения;

Интегрированная система безопасности включает:

систему охранной сигнализации (в том числе периметральной, адресного типа);

систему видеонаблюдения;

систему контроля и управления доступом;

систему обнаружения пожара и утечек;

систему оповещения (звукового и речевого);

систему сбора, обработки и отображения информации;

инженерные средства охраны (ограждения, барьеры и другие);

телекоммуникационную инфраструктуру системы безопасности.

169. При нормальных условиях мониторинг и управление объектами по всей трассе магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляется из операторного пункта. Местный режим используется в случае планово-технического обслуживания или аварийно-восстановительных работ.

Глава 5. Строительство (реконструкция) и пусконаладочные работы

Параграф 1. Общие требования

170. При строительстве (реконструкции) объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов принимаются меры по охране окружающей среды, рекультивации

земель и благоустройству территорий, обращению с отходами в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

171. При строительстве магистральных трубопроводов следует применять изолированные в заводских или базовых условиях трубы. Сооружение трубопроводов из изолированных труб следует выполнять по специальной технологической инструкции.

172. После завершения строительства (реконструкции) вновь смонтированный трубопровод испытывается на прочность и проверяется на герметичность.

173. При ремонте трубопровода заменяемый участок испытывается на прочность и проверяется на герметичность.

Параграф 2. Подготовительные работы

174. Подготовительные работы производятся в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

175. На период строительства магистральных этанопроводов и пропанопроводов на расстоянии не менее 15 м от их осей предусматривается вдольтрассовый проезд IV категории шириной 6 м, который организовывается накатом автотранспорта во время строительства магистральных этанопроводов и пропанопроводов – без поднятия земляного полотна, без устройства дорожной одежды.

176. Объем работ по планировке, необходимой для транспортных целей и передвижения строительных машин, указывается в проекте организации строительства.

177. Ширина строительной полосы для магистральных этанопроводов и пропанопроводов на период строительства принимается с учетом требований нормативно-технической документации, в том числе Правил устройств электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10851).

178. В подготовительный период строительства необходимо уточнить места пересечения магистральных этанопроводов и пропанопроводов с действующими коммуникациями с выездом на место и обустроить временные переезды, по согласованию с владельцами коммуникаций, на период производства работ для перемещения/проезда строительной техники и механизмов. Конструкция переезда (укладка сборных железобетонных плит, соединенных стальными планками, приваренными к монтажным петлям или другой согласованной конструкции) определяется на стадии проектирования.

Параграф 3. Земляные работы

179. Земляные работы при строительстве линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов производить в соответствии с требованиями СН РК 5.01-01 "Земляные сооружения, основания и фундаменты" и СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

180. Мероприятия по прокладке трубопроводов через соровые и обводненные участки определяются в соответствии с проектными решениями.

Параграф 4. Требования к сварочным работам

Раздел 1. Аттестация

181. Перед началом строительства магистральных этанопроводов и магистральных пропанопроводов необходимо провести аттестацию технологии сварки следующих видов соединений:

- 1) линейные кольцевые стыки;
- 2) специальные сварочные работы (сварка захлестов, сварка разнотолщинных соединений труб);
- 3) сварка при ремонте кольцевых стыков.

182. Аттестация сварщиков завершается до начала выполнения сварочных работ на объектах.

183. Аттестация выполняется на основе утвержденной технологической инструкции по сварке и технологических карт, которые разрабатываются заказчиком, подрядчиком или иной уполномоченной организацией (третьей стороной) и согласовываются с руководителем, ответственным за все сварочные работы (главный сварщик), от лица компании, подчиняющейся подрядчику. Технологическая инструкция учитывает сортамент труб, применяемых на объекте, а также оснащенность подрядчика сборочно-сварочным и вспомогательным оборудованием.

Раздел 2. Освидетельствование, осмотр и контроль качества сварных соединений

184. До начала сварочно-монтажных работ все трубы подвергаются обязательному освидетельствованию, осмотру заводского изоляционного покрытия и при необходимости производится отбраковка труб или их ремонт, как изоляционного покрытия, так и металла неизолированных концов труб.

185. Сварочные работы выполняются в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы" и ВСН 006-89 "Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка", а также особыми требованиями, определяемыми и обусловленными конструктивными и качественными показателями трубы, материалов и оборудования.

186. Контроль качества сварных соединений осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 7512 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные.

Радиографический метод", ГОСТ ISO 17636-1 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 1 Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением пленки", ГОСТ ISO 17636-2 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 2. Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением цифровых детекторов", ГОСТ ISO 17640 "Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Методы, уровни контроля и оценка", ГОСТ ISO 11666 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Уровни приемки".

187. Все сварные стыки подлежат 100 % радиографическому контролю. Гарантийные стыки дополнительно проверяются ультразвуковым методом (дублирующий контроль). В случае невозможности применения радиографического или ультразвукового контроля применяются альтернативные методы.

188. Требования к радиографическому контролю:

1) метод – цифровая радиография (рентген или гамма-излучение):

оборудование: цифровые детекторы, соответствующие ГОСТ ISO 17636-2 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 2. Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением цифровых детекторов";

2) качество сварных соединений в соответствии с ГОСТ 3242 "Соединения сварные. Методы контроля качества";

3) документирование: хранение снимков, протоколов, заключений.

189. Требования к ультразвуковому контролю:

1) метод – контактный ультразвуковой контроль:

уровни контроля: согласно ГОСТ ISO 17640 "Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Методы, уровни контроля и оценка";

уровни приемки: AL 2 и AL 3 по ГОСТ ISO 11666 "Неразрушающий контроль сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Уровни приемки";

оценка дефектов: по амплитуде и протяженности несплошностей.

2) документирование: хранение протоколов, схем контроля, заключений.

190. Требования к персоналу:

1) контроль проводится специалистами, аттестованными в соответствии с Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, утвержденными приказом и.о. Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 23 сентября 2021 года № 468 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 24533);

2) уровень квалификации – не ниже II.

191. Отчетность и документация: все результаты контроля оформляются в виде протоколов контроля, заключений о соответствии, схем расположения стыков, снимков и графиков (при необходимости). Документы хранятся в архиве проекта не менее 5 лет.

Параграф 5. Требования к запорной арматуре

192. До начала монтажа запорной арматуры необходимо:

- 1) на месте установки линейной арматуры оставить технологический разрыв не более 25 м;
- 2) концы трубопровода в технологическом разрыве закрыть инвентарными заглушками и не засыпать на длину до 25 м каждый.

193. Запрещается монтаж охранного кранового узла, линейного кранового узла после очистки и калибровки трубопровода.

Параграф 6. Требования к защите от коррозии и сооружению трубопроводов

Раздел 1. Защита трубопроводов от коррозии

194. Защита трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями. Противокоррозионную защиту магистральных этанопроводов и пропанопроводов изоляционными покрытиями при любом способе прокладки его участков (подземном, наземном, надземном, подводном) необходимо выполнять согласно требованиям проектной документации, документов по стандартизации на изолированные трубы и фасонные изделия, применяемые изоляционные материалы и требованиям СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

Раздел 2. Укладка трубопроводов в траншею

195. Трубопроводы следует укладывать в траншею в зависимости от принятой технологии и способа производства работ согласно требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

196. Выбор конструкции балластировки и закрепления трубопроводов определяется проектом и выполняется в соответствии с рекомендациями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

Раздел 3. Сооружение переходов через препятствия

197. Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия выполняется в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы", СН РК 3.03-14 "Железные дороги" и СП РК 3.03-114 "Железные дороги".

Общие требования к порядку сооружения переходов через естественные и искусственные препятствия:

1) переходы через водные преграды, овраги, железные и автомобильные дороги и другие инженерные коммуникации не выполняются по ходу работы передвижными механизированными колоннами или комплексным поточным методом и заканчиваются строительством ко времени подхода этих колонн;

2) способы, порядок и сроки производства работ по строительству переходов трубопроводов под автомобильными и железными дорогами согласовываются подрядчиком с организациями, эксплуатирующими эти дороги;

3) заглубление участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, предусматривается не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа;

4) качество сварки футляра (кожуха) контролируется визуально измерительным методом контроля в объеме 100 %;

5) после установки герметизирующих устройств (манжет) и устройств для монтажа датчиков давления и газоанализа, проверяется герметичность межтрубного пространства перехода сжатым воздухом давлением 0,01 МПа в течение 6 часов. При этом потеря давления в результате изменения температуры воздуха не предусматривает превышение 1 %.

Раздел 4. Сооружение средств электрохимической защиты

198. Сооружение средств электрохимической защиты выполняется согласно требованиям СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

199. Контрольно-измерительные и контрольно-диагностические пункты/колонки по трассе трубопровода строительная организация монтирует и опробует до проверки изоляционного покрытия способом катодной поляризации.

Раздел 5. Очистка полости и испытание трубопроводов

200. Очистка полости и испытание магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляется в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

201. Предварительная очистка полости магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляется продувкой полости воздухом непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ на участках трассы до установки линейного кранового узла. После предварительной очистки, с использованием временных камер узлов запуска, приема очистного и диагностического устройства,

производится многократная продувка с пропуском очистного устройства под давлением воздуха до полной очистки полости трубопровода от грязи и удаления из него свободной влаги.

202. До первоначального заполнения магистральных этанопроводов сжиженной этановой фракцией и магистральных пропанопроводов сжиженным пропаном трубопроводы испытываются на прочность и герметичность в соответствии с рекомендациями гидравлическим способом.

203. Минимальное испытательное давление магистральных этанопроводов и пропанопроводов на прочность на II и III-категории участках, для условий прохождения трасс классов 1, 2 и 3, принимается 1,25 Рраб, для условий прохождения трасс классов 4 и 5 - 1,4 Рраб. Продолжительность и этапы испытания участков трубопровода на прочность, в зависимости от их категорий и назначения, принимаются согласно приложению "Г" СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы".

204. В любой точке испытываемого участка трубопроводов испытательное давление на прочность не предусматривает превышение наименьшего из гарантированных заводами-изготовителями испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.

205. Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания магистральных этанопроводов и пропанопроводов на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы (но не менее 24 часов).

206. Трубопроводы считаются выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Раздел 6. Осушка полости трубопровода

207. Перед заполнением продукцией (при пуске в эксплуатацию или при консервации) магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится осушка внутренней полости до достижения на выходе из трубопроводов температуры точки росы осушающей среды минус 20 °С при атмосферном давлении для полного удаления остатков воды после строительно-монтажных и ремонтных работ, чтобы избежать образования ледяных и газогидратных пробок в соответствии с СП РК 3.05-101 "Магистральные трубопроводы". При наличии требований принимающей стороны к влагосодержанию продукции, установленных проектом, проводят более глубокую осушку полости трубопроводов.

208. Существуют следующие способы осушки:

1) продувка сухим воздухом или природным газом. К трубопроводу подключают генераторы сухого сжатого воздуха или природного газа. По системе подается

осушенный теплый воздух или природный газ, который насыщается влагой и выводит ее из трубопровода. Для ускорения процедуры параллельно осуществляются пропуски поролоновых поршней;

2) вакуумная осушка. Трубопровод полностью герметизируют и откачивают воздух специальной вакуумной системой. Вода удаляется вместе с откачиваемым газом и испаряется при достижении давления паров во всем отсеченном объеме трубопровода;

3) азотирование. Метод можно назвать дополнительным (доосушка), поскольку продувка азотом используется, прежде всего, для инертизации систем. Процесс инертизации производится с целью удаления кислорода и влаги;

4) комбинированный метод. Он включает в себя вакуумную откачку и подачу небольшого количества осушенного воздуха или инертного газа (азота) в точке системы, максимально отдаленной от вакуумной станции.

209. Технические решения, обеспечивающие очистку, удаление воды и осушку полости трубопроводов после строительства и реконструкции следует предусматривать в проектах:

1) полный цикл технологических процедур по испытаниям, очистке, удалению воды, осушке трубопроводов;

2) штатные узлы для подключения внешнего оборудования к трубопроводам (опрессовочные агрегаты, установки осушки, временные технологические трубопроводы).

Раздел 7. Подготовка к вводу в эксплуатацию

210. Заполнение магистральных этанопроводов и пропанопроводов продукцией производится после осушки внутренней полости трубопровода. Процесс заполнения осуществляется без кипения продукта в соответствии с проектным решением.

211. По окончании строительства до приемки в эксплуатацию, строительно-монтажные организации готовят топографические материалы фактического положения трубопровода (исполнительная съемка).

212. Приемка выполненных работ и ввод в эксплуатацию осуществляется в соответствии с СН РК 1.03-00 "Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений".

213. До ввода в эксплуатацию магистральных этанопроводов и пропанопроводов требуется:

1) подготовить производственные инструкции и схемы для рабочих мест и видов работ, а также по охране труда при их проведении;

2) укомплектовать эксплуатационный персонал и обучить его выполнению производственных обязанностей и технике безопасности на рабочих местах;

3) получить от заказчика и от подрядчика полные комплекты технической документации на сдаваемые объекты, включая рабочие чертежи;

4) принять участие в работе приемочной комиссии;

5) предоставить приемочной комиссией состав технической документации для передачи дирекции предприятия (эксплуатирующей организации). Кроме проектной документации (утвержденного технического проекта и рабочих чертежей), необходимо предоставить список организаций, участвовавших в проведении строительно-монтажных работ на линейной части, с указанием выполненных ими видов работ, и инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за каждый вид работ;

6) предоставить документы об отводе земельных участков под площадки линейных сооружений;

7) предоставить документы о согласовании примыканий построенных дорог к автодорогам общего пользования;

8) предоставить акты о производстве геодезическо-маркшейдерской разбивки основных осей и отметок линейных сооружений;

9) предоставить данные о геологии и гидрогеологии площадок и трасс, включая результаты испытаний грунтов и анализы грунтовых вод;

10) предоставить исполнительные продольные профили и планы трасс магистрали, а также прочих коммуникаций, включая переходы, с геологическими разрезами и указаниями мест пересечений с другими трубопроводами и коммуникациями (на профилях указываются фактические отметки заложения коммуникаций, границы участков трубопроводов, проложенных из труб с повышенными толщинами стенок или покрытых антикоррозионной изоляцией разных типов, места установки арматуры, приборов и присоединительных штырей или проводов для коррозионных и электрометрических измерений), а также акты на футеровку и балластировку трубопровода на переходах;

11) предоставить документы, характеризующие качество сварочных работ: сертификаты на сварочные материалы (электроды, проволоку и флюс), журнал сварочных работ, список сварщиков с указанием номеров их удостоверений, заключения по результатам физических методов контроля стыков (гамма-просвечивание, рентгено-просвечивание, магнитографические или другие методы) и механических испытаний контрольных стыков;

12) предоставить документы, характеризующие качество работ по антикоррозионной изоляции: сертификаты на изоляционные материалы, акты на очистку, изоляцию труб и испытания сплошности покрытия;

13) предоставить акты на укладку трубопроводов в траншею и его засыпку, данные о фактической раскладке труб по маркам и толщине стенок с указанием пикетов границ участков из разных труб, а также все вышеуказанные акты для материалов, примененных при строительстве и монтаже защитных кожухов;

14) предоставить акты на продувку трубопроводов, их испытания на прочность и герметичность по участкам, переходам и в целом как для основных технологических, так и для вспомогательных трубопроводов, сетей, систем и устройств;

15) предоставить акты приемки устройств электрохимической защиты от коррозии и блуждающих токов, сооружений линий связи;

16) предоставить заводские паспорта, сертификаты испытаний и инструкции на все смонтированное оборудование, трубы, аппаратуру, арматуру, фасонные части, а при их отсутствии, заключения по результатам их обследований или испытаний, в том числе лабораторных, произведенных в установленном порядке заводом-изготовителем;

17) предоставить сертификаты об утверждении типа либо метрологической аттестации, сертификаты о поверке, выданные в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области обеспечения единства измерений, на все контрольно-измерительные приборы;

18) предоставить разрешение на применение технологий, применяемых на опасных производственных объектах, опасных технических устройств, в соответствии с Правилами оказания государственной услуги "Выдача разрешений на применение технологий, применяемых на опасных производственных объектах, опасных технических устройств", утвержденными приказом Министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 16 апреля 2020 года № 208 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 20435)";

19) предоставить акты скрытых работ по всем объектам магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

20) предоставить документы о согласовании отпуска электроэнергии, теплоносителя, воды, сброса канализационных вод (если они производятся другим предприятием или системой);

21) предоставить документы, характеризующие качество производственной воды, использованной при проведении гидравлических испытаний.

214. К рабочим чертежам прикладываются оформленные соответствующим образом перечни всех изменений и отступлений от проектов, допущенных при строительстве и монтаже, с указанием их причин, а также документы, разрешающие эти изменения и отступления. Все указанные изменения вносятся в комплекты чертежей, передаваемых службе эксплуатации.

215. Приемка в эксплуатацию линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится только после выполнения всего комплекса работ, предусмотренного проектом, включая сооружения связи, установки электрической защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов, после проведения их испытаний и комплексного опробования.

216. Основное и вспомогательное оборудование подлежит комплексному опробованию при номинальной и максимальной нагрузках при перекачке по трубопроводу транспортируемой продукции с одновременным опробованием системы телемеханики, диспетчерской и местной связи.

Раздел 8. Предпусковое техническое диагностирование

217. Предпусковое техническое диагностирование проводится по завершению строительства для выявления возможных коррозионных и других дефектов строительно-монтажных работ и обеспечения надежной эксплуатации линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов соответственно.

218. При техническом диагностировании производится внутритрубная диагностика с пропуском профиломеров и внутритрубных дефектоскопов ультразвукового и магнитного типа.

219. Устранение дефектов, обнаруженных в процессе внутритрубного диагностирования, производится строительно-монтажной организацией, осуществлявшей строительство магистрального трубопровода.

Раздел 9. Порядок проведения приемки в эксплуатацию

220. Подрядчик письменно извещает заказчика о готовности объекта к приемке в эксплуатацию с приложением следующих документов:

1) перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ с указанием видов выполняемых ими работ, фамилий инженерно-технических работников, ответственных за их выполнение, и данных о наличии соответствующих лицензий;

2) комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта с подписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных работ этим чертежам, а также внесенным в них в установленном порядке изменениям. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;

3) исполнительная геодезическая документация в составе, установленном на основе требований нормативных документов на соответствующие здания, сооружения, конструкции и виды работ, а также условиям договора подряда;

4) сертификаты (в том числе пожарные и гигиенические), технические паспорта, протоколы испытаний, в том числе о радиационной безопасности, или другие документы, удостоверяющие соответствие качества, безопасности, свойств материалов, конструкций и изделий, оборудования (средств измерений), примененных при производстве работ, требованиям, установленным в проектной документации;

5) акты освидетельствования скрытых работ и акты промежуточной приемки отдельных ответственных конструкций и узлов (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций и другие) в соответствии с перечнем, установленным проектной документацией, а также договором (договорами) подряда;

6) акты индивидуальных испытаний смонтированного оборудования;

7) акты испытаний технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей и сооружений водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения, дренажных устройств, а также испытаний сварных соединений;

8) акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах их прохода через подземную часть наружных стен зданий в соответствии с проектом;

9) акты испытаний внутренних и наружных электроустановок и электросетей;

10) акты испытаний устройств телефонизации, радиофикации, видеонаблюдения, сигнализации и автоматизации;

11) акты приемки устройств, обеспечивающих взрывную, пожарную безопасность, молниезащиту, и систем противопожарной защиты;

12) акты приемки других специальных систем и оборудования;

13) журналы производства работ и авторского надзора;

14) материалы проверок, проведенных в процессе строительства органами государственного и ведомственного надзора;

15) идентификационные документы на земельные участки;

16) утвержденная проектная документация;

17) специальные разрешения на эксплуатацию объектов и оборудования, подконтрольных соответствующим органам государственного надзора в случаях, когда выдача таких разрешений предусмотрена положениями об этих органах.

221. Со дня получения извещения от подрядчика о готовности объекта заказчик запрашивает у подрядчика и экспертов, осуществляющих технический и авторский надзоры, заключение о качестве строительно-монтажных работ, заключение о соответствии выполненных работ по проекту и декларацию о соответствии согласно законодательству Республики Казахстан в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

222. Подрядчик и эксперты, осуществляющие технический и авторский надзоры, в течение трех рабочих дней со дня получения запроса от заказчика представляют документы, указанные в пункте 220 настоящего технического регламента, либо отрицательные заключения.

223. Заказчик на основании документов, указанных в пункте 220 настоящего технического регламента, совместно с подрядчиком, экспертами, осуществляющими

технический и авторский надзоры, обязаны проверить исполнительную техническую документацию на предмет наличия и комплектности, осмотреть и принять объект в эксплуатацию по соответствующему акту.

224. В случае выявления нарушений утвержденных проектных решений, нормативных правовых актов, документов по стандартизации, а также при наличии отрицательных заключений заказчик принимает объект в эксплуатацию после устранения подрядчиком (генеральным подрядчиком) нарушений.

225. Предоставление заказчику проектной документации, документов, указанных в пункте 220 настоящего технического регламента, не снимает с исполнителей подряда на проектные и строительно-монтажные работы, с экспертов, осуществляющих технический и авторский надзоры, ответственности за выполненные работы при проектировании, строительстве, приемке и вводе объекта в эксплуатацию.

226. Акт приемки построенного объекта в эксплуатацию подписывается лицом, назначенным приказом руководителя заказчика, подрядчиком, экспертами, осуществляющими технический и авторский надзоры, на основании документов, указанных в пункте 220 настоящего технического регламента.

227. Датой ввода в эксплуатацию объекта считается дата утверждения акта приемки объекта в эксплуатацию заказчиком.

228. В случае приемки объекта в эксплуатацию с нарушениями и строительными недоделками участники приемки объекта в эксплуатацию несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

229. Участок производства работ возвращается заказчику посредством оформления акта возврата.

230. При вводе в эксплуатацию магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается наличие эксплуатационной документации.

231. Эксплуатационная документация формируется эксплуатирующей организацией на основании проектной документации и документации, включаемой в комплект поставки технических устройств, машин и оборудования.

232. Ввод объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов в эксплуатацию осуществляется в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности.

Глава 6. Эксплуатация

Параграф 1. Общие требования

233. При эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует обеспечивать:

1) соблюдение эксплуатационных параметров магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

2) проведение контроля технического состояния магистральных этанопроводов и пропанопроводов, включая техническое диагностирование, контроль утечек жидких или газообразных углеводородов и опасной концентрации газа в соответствии с проектной документацией, а также проведение эксплуатационного контроля;

3) выполнение мероприятий по предотвращению возможных аварий и инцидентов на магистральных этанопроводах и пропанопроводах, по локализации и ликвидации их последствий;

4) выполнение требований по предупреждению чрезвычайных ситуаций и требований к охране окружающей среды;

5) соблюдение показателей энергоемкости и энергетической эффективности магистральных этанопроводов и пропанопроводов, в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности.

234. Работы (действия, мероприятия) сторонними организациями (лицами) в охранной зоне магистральных этанопроводов и пропанопроводов проводятся в соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан "О магистральном трубопроводе".

235. Запрещается ограничивать доступ персонала, въезд транспортных средств собственника или его уполномоченного представителя в охранную зону в целях технического обслуживания или ремонта магистральных этанопроводов и пропанопроводов, проведения аварийно-восстановительных, аварийно-спасательных работ и (или) работ по ликвидации последствий аварий и инцидентов.

236. Проектная и исполнительная документация на строительство (реконструкцию) магистральных этанопроводов и пропанопроводов, эксплуатационная документация, а также материалы расследования аварий и инцидентов хранятся у собственника или эксплуатирующей организации в течение всего срока его эксплуатации.

237. Операторские услуги по эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов предоставляются оператором от имени собственника, либо лица, владеющего магистральным этанопроводом и пропанопроводом на ином законном основании.

238. Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов устанавливаются технологическим регламентом, технологическими режимными картами, производственными инструкциями, схемами и другими технологическими документами, подлежащих разработке эксплуатирующей организации с учетом особенностей эксплуатации,

транспортируемой продукции и другое, на основании требований законодательства Республики Казахстан в сфере магистрального трубопровода, гражданской защиты, экологической безопасности и охраны труда.

Параграф 2. Требования к диспетчерской службе

239. В своих действиях главное диспетчерское управление руководствуется:

- 1) должностными инструкциями для диспетчеров и операторов;
- 2) технологической картой эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов, магистральной насосной станции;
- 3) инструкцией по учету количества и качества продукции;
- 4) графиком плановых остановок заводов-поставщиков продукции;
- 5) графиком совмещенных характеристик насосов и трубопроводов;
- 6) особыми физико-химическими характеристиками этановой и пропановой фракции;
- 7) особыми условиями перекачки сжиженной продукции;
- 8) планами ликвидации возможных аварий;
- 9) инструкциями по эксплуатации средств автоматики, телемеханики и связи;
- 10) правилами по технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности;
- 11) технологическим регламентом по эксплуатации;
- 12) электрическими схемами, схемами контрольно-измерительных приборов и автоматики, водоснабжения, пожаротушения.

240. К оперативному эксплуатационному персоналу главного диспетчерского управления и оператора относятся, в том числе:

- 1) дежурный персонал, обслуживающий посменно транспортную систему;
- 2) оперативно-ремонтный персонал с правом эксплуатационного обслуживания и выполнения оперативных переключений на производственных участках;
- 3) начальник диспетчерской службы;
- 4) диспетчер, сменный инженер;
- 5) дежурный техник связи.

241. Главное диспетчерское управление магистральных этанопроводов и пропанопроводов допускается при наличии двухсторонней связи с диспетчерскими службами поставщиками и потребителями и другие.

242. Главное диспетчерское управление магистральных этанопроводов и пропанопроводов собирает с установленной периодичностью информацию о плановых показателях и режимах работы установок поставщика и потребителя.

243. Главное диспетчерское управление располагает данными о:

- 1) количестве и качестве продукции, поступающего в трубопровод;
- 2) динамике изменения объема готового к транспортировке продукции;

3) вводе в работу и отключении насосов.

244. Главное диспетчерское управление ответственно за организацию систематического контроля и анализ гидравлического состояния трубопроводов, и обязано своевременно принимать меры по восстановлению пропускной способности магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

245. При срабатывании системы и средств обнаружения утечек, резком падении давления или сообщении о выходе продукции на поверхность вдоль трассы диспетчер главного диспетчерского управления магистральных этанопроводов и пропанопроводов дает указание на насосную станцию о прекращении перекачки продукции, отключении аварийного участка, поиске повреждения и направлении бригады аварийно-восстановительных работ.

246. Системы управления магистральных этанопроводов и пропанопроводов (диспетчеризация) разрабатываются и управляются с учетом жесткой связи их работы с производственными циклами и режимами транспортировки продукции. Указанные системы управления магистральных этанопроводов и пропанопроводов включаются в общую систему диспетчеризации сдающих и принимающих сторон в зависимости от установленных алгоритмов их деятельности и взаимной договоренности сторон поставщика и потребителя.

Параграф 3. Требования к режимам транспортировки продукции

247. Технологический режим перекачки обеспечивает транспортировку продукции с требуемой пропускной способностью, наименьшими затратами, а также безопасную и безаварийную эксплуатацию магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

248. Технологический режим перекачки продукции определяется:

- 1) давлением насыщенных паров;
- 2) давлением и температурой транспортируемой продукции на входе в трубопровод ;
- 3) профилем трассы;
- 4) распределением давления и температуры по трассе трубопровода;
- 5) минимально допустимой величиной рабочего давления, определяемой на основании данных об изменении давления насыщенных паров продукции по длине трассы трубопровода;
- 6) минимально допустимой величиной давления в трубопроводе;
- 7) наличием в продукции коррозионно-активных составляющих.

249. Условия поддержания требуемого падения давления по трассе трубопроводов, допустимые пределы колебаний давлений указываются в технологической карте режимов перекачки продукции и технологическом регламенте.

250. Режимные карты составляются исходя из требований максимальной эффективности работы оборудования магистральной насосной станции и трубопровода

, с учетом компонентов состава перекачиваемой продукции и гидравлического сопротивления трубопровода.

251. Ответственным за соблюдение режима перекачки продукции является главное диспетчерское управление. Отклонения от выработанного установленного режима перекачки согласовываются с руководством предприятия.

252. В соответствии с планом перекачки продукции главным диспетчерским управлением составляются режимные карты совместной работы магистральной насосной станции и трубопровода.

253. Различные изменения режима работы установок подготовки продукции, влияющие на увеличение или уменьшение объемов перекачки, согласовываются с главным диспетчерским управлением.

254. Для перекачки этановой и пропановой фракции в сжиженном состоянии разрабатывается оптимальный температурный режим перекачки с учетом теплофизических свойств перекачиваемой продукции отдельно на магистральные этанопроводы и пропанопроводы.

255. Технологическим режимом перекачки по трубопроводам магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны быть заданы значения следующих основных параметров:

1) максимально допустимое рабочее давление на выходе насосов (в коллекторе, до регулирующего устройства);

2) максимально допустимое рабочее давление на выходе магистральной насосной станции этана внутри площадки и магистральной насосной станции пропана (после регулирующего устройства);

3) наибольшая допустимая температура продукции, закачиваемой в трубопроводы;

4) минимально допустимое давление по трассе трубопроводов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, на входе технологических площадок, регулируемое клапанами "до себя".

Параграф 4. Требования к линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов

256. Состав магистральных этанопроводов и пропанопроводов, их конструктивные и технологические параметры устанавливаются в проектной документации, в соответствии с действующими нормативно-технической документацией в зависимости от назначения, природно-климатических условий размещения магистральных этанопроводов и пропанопроводов, физико-химических свойств перекачиваемой продукции, объема и расстояния перекачки.

257. При эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов должны быть обеспечены:

1) плановые объемы транспортирования продукции;

- 2) управление производственными процессами;
- 3) своевременное проведение технического обслуживания и ремонта;
- 4) своевременное проведение технического диагностирования;
- 5) учет продукции и ведение установленной отчетности;
- 6) разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь продукции при технологических операциях, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов, освоению новой техники;
- 7) соблюдение показателей энергетической емкости и энергетической эффективности, установленных в проектной документации;
- 8) промышленная, пожарная и экологическая безопасность трубопроводов;
- 9) создание безопасных условий труда;
- 10) готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;
- 11) антитеррористическая защита магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов;
- 12) на линейной части и объектах магистральных этанопроводов и пропанопроводов предусмотреть резервные источники питания для систем автоматики, сигнализации и связи, обеспечивающие их непрерывную работу при аварийном отключении электроэнергии.

258. Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечиваются следующими мерами:

- 1) периодическим патрулированием (мобильные группы, авианаблюдение/ беспилотный летательный аппарат), осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;
- 2) поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения технического обслуживания и ремонта;
- 3) соблюдением технологических регламентов и нормативной документацией по эксплуатации;
- 4) своевременным выполнением мероприятий по подготовке к устойчивой работе в осенне-зимний, паводковый и пожароопасный периоды;
- 5) своевременной реконструкцией объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов в части морально устаревшего или изношенного оборудования;
- 6) соблюдением требований к содержанию охранных зон и соблюдением минимальных расстояний;
- 7) соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности и противопожарной защиты;
- 8) уведомлением руководителей организаций и информированием населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении магистральных этанопроводов и пропанопроводов и мерах безопасности;
- 9) регулярным повышением квалификации обслуживающего персонала.

259. Нормы технологического режима, лабораторного контроля, освещенности и другие нормы обязательные к руководству и выполнению работниками организации разрабатываются в соответствии с требованиями Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов, утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 354 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10240) и приводятся в технологическом регламенте объекта.

260. Нормы технологических потерь продукции разрабатываются на этапе подготовки к эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

261. На этапе подготовки к эксплуатации разрабатываются документы по учету и контролю количества и качества транспортируемой продукции.

262. Виды знаков, размеры, цветовая схема, содержание надписей на информационных знаках и правила их установки предусматриваются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026 "Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний".

Параграф 5. Требования к нормативной документации

263. Нормативной документацией являются технологический регламент, технические документы эксплуатирующей организации, определяющие требования и порядок действий, направленные на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

264. Нормативная документация содержит конкретные указания персоналу о порядке действий и способах ведения работ при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов, а также:

- 1) перечень и описания возможных отказов;
- 2) перечни и критерии предельных состояний;
- 3) порядок действий персонала при отказе;
- 4) периодичность контроля технического состояния.

265. При разработке нормативной документации по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов необходимо основываться на требованиях и рекомендациях:

- 1) законодательства Республики Казахстан;
- 2) проектной документации, характеристик применяемого оборудования и условий работы магистральных этанопроводов и пропанопроводов, а также рекомендациях изготовителей применяемого оборудования;

3) промышленной, пожарной, экологической безопасности и организации безопасных условий труда.

266. Нормативную документацию пересматривают не реже одного раза в пять лет или при изменении состава документации, определяющей порядок эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их безопасность, а также при внесении принципиальных изменений в технологическую схему и режимы работы магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов.

Параграф 6. Техническое обслуживание и ремонт

267. Техническое обслуживание и ремонт магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов следует проводить по утвержденным графикам (годовым, месячным), разработанным эксплуатирующей организацией.

268. Объем выполняемых работ и периодичность проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту магистральных этанопроводов и магистральных пропанопроводов и их объектов определяются в нормативной документации.

269. Техническое обслуживание и ремонт магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов осуществляется эксплуатационно-ремонтным персоналом эксплуатирующей организации или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с требованиями ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения" и технологическим регламентом на эксплуатацию трубопроводов.

Требования к специализированным организациям устанавливаются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области гражданской защиты.

270. Техническое обслуживание магистральных этанопроводов и пропанопроводов включает:

1) осмотр (патрулирование) трассы магистральных этанопроводов и пропанопроводов – визуальное наблюдение с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности магистральных этанопроводов и пропанопроводов, и безопасности окружающей среды;

2) контроль технического состояния установленного оборудования и проведение комплекса операций по поддержанию его в работоспособном состоянии.

271. По всей трассе следует поддерживать проектную глубину заложения магистральных этанопроводов и пропанопроводов. При выявлении недозаглубления, оголения, провисания, размыва почв вокруг участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится приведение их в соответствие с проектной документацией.

272. При возникновении ситуаций, связанных с размывом почв вокруг магистральных этанопроводов и пропанопроводов, следует предусматривать дополнительные мероприятия по их защите: организацию стока поверхностных вод, укрепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и другие.

273. На всех участках магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается постоянный вдольтрассовый проезд (дорога) к любой точке магистральных этанопроводов и пропанопроводов для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

274. Эксплуатирующей организацией контролируется состояние охранных зон магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

275. В охранных зонах магистральных этанопроводов и пропанопроводов запрещается производить действия, которые нарушают нормальную эксплуатацию магистральных этанопроводов и пропанопроводов, либо приводят к их повреждению в частности:

1) перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки, контрольно-измерительные пункты;

2) открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств;

3) открывать и закрывать краны, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

4) устраивать всякого рода свалки;

5) разрушать берегоукрепительные, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие прилегающую территорию и окружающую местность – от аварийного разлива продукции;

6) разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня

276. Организации, имеющие намерения проводить работы в охранной зоне, обязаны не позднее чем за 5 суток до начала работ пригласить представителя эксплуатирующей организацией на место производства работ согласно ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

277. Получив от эксплуатирующей организации письменное разрешение на ведение работ в охранной зоне магистральных этанопроводов и пропанопроводов, организации обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих сохранность магистральных этанопроводов и пропанопроводов и опознавательных знаков, и нести ответственность за повреждение последних.

278. Персонал эксплуатирующей организации при выезде на трассу магистральных этанопроводов и пропанопроводов, независимо от основных обязанностей и целей

выезда, следит за состоянием охранной зоны и соблюдением минимальных расстояний от магистральных этанопроводов и пропанопроводов до ближайших объектов, установленных технических нормативных правовых актов и действующими нормативными документами с требованиями ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения" и технологическим регламентом на эксплуатацию трубопроводов. Информация об обнаружении любого вида деятельности или событий, угрожающих нормальной и безопасной работе магистральных этанопроводов и пропанопроводов, немедленно сообщается непосредственному руководителю.

279. При прохождении магистральных этанопроводов и пропанопроводов в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями других организаций или их взаимном пересечении основы взаимоотношений организаций, эксплуатирующих эти коммуникации, устанавливаются регламентом (инструкцией) взаимоотношений организаций, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются.

280. Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав магистральных этанопроводов и пропанопроводов, выполняют с соблюдением требований законодательства Республики Казахстан в области магистрального трубопровода, связи и электроэнергетики, а также настоящего технического регламента .

281. Изменения, касающиеся строительства объектов в охранный зоне магистральных этанопроводов и пропанопроводов, пересечений магистральных этанопроводов и пропанопроводов коммуникациями другого назначения, а также конструктивные изменения объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов своевременно вносятся в исполнительную документацию.

282. Внеочередные осмотры трассы магистральных этанопроводов и пропанопроводов проводятся после стихийных бедствий, при обнаружении утечек продукции, падения давления, срабатывания систем обнаружения утечек и охранных систем, нарушения баланса продукции и других признаков повреждения магистральных этанопроводов и пропанопроводов, а также при капитальном ремонте сооружений линейной части (замена участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов, линейной запорной арматуры, замена изоляции и другое).

283. О замеченных утечках продукции, любых неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе магистральных этанопроводов и пропанопроводов или безопасности людей, а также о нарушениях охранной зоны магистральных этанопроводов и пропанопроводов или производстве строительных работ в непосредственной близости от магистральных этанопроводов и

пропанопроводов, лица, выполняющие патрулирование, немедленно сообщают непосредственному руководителю и диспетчеру, осуществляющему управление данным участком магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

Параграф 7. Оборудование магистральных этанопроводов и пропанопроводов

284. Запорная арматура, узлы пуска и приема средства очистки и диагностики должны быть легкодоступными для обслуживания персоналом и защищены от повреждения и управления посторонними лицами.

285. Запорная арматура, установленная на магистральных этанопроводах и пропанопроводах, является комплектной, пронумеровывается в соответствии с технологическими схемами, и предусматривает указатели положения затвора и содержатся в исправном состоянии. На арматуре предусматриваются надписи обозначения по управлению ею.

286. Площадки расположения запорной арматуры магистральных этанопроводов и пропанопроводов внутри ограждений планируются защищенными от затопления поверхностными и грунтовыми водами с твердым покрытием (гравий, щебень и другие), в случае расположения узлов запорной арматуры в пределах затапливаемых территорий предусматривается возможность обесточивания крановых узлов. К площадкам предусматривается возможность подъезда транспортных средств.

287. К узлам управления, указателям положения затвора запорной арматуры обеспечивается беспрепятственный доступ обслуживающего персонала. Площадки обслуживания содержат в чистоте и исправном состоянии.

288. Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается только по распоряжению диспетчера, которое фиксируется в журнале распоряжений.

289. Операции по управлению, техническому обслуживанию запорной арматуры проводят в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей.

290. Техническое обслуживание запорной арматуры следует проводить согласно годовым планам-графикам, утвержденным руководством эксплуатирующей организацией. Не менее одного раза в месяц проводится:

- 1) внешний осмотр запорной арматуры с целью выявления утечек продукции, утечек масла через неплотность редуктора, нарушений герметичности кабеля и электродвигателя;

- 2) проверка наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, отсутствия мелких неисправностей и поломок;

- 3) устранение всех выявленных при внешнем осмотре недостатков;

- 4) устранение, при необходимости, с наружных поверхностей задвижек, обратных клапанов, с площадок самообслуживания грязи, ржавчины, льда, воды, подтеков масла.

291. В процессе эксплуатации узлов пуска и приема средства очистки и диагностики с целью определения их возможных перемещений следует проводить контроль геодезических отметок камеры пуска/приема.

292. В процессе эксплуатации подземных переходов магистральных этанопроводов и пропанопроводов через железные и автомобильные дороги необходимо проверять:

1) состояние смотровых и отводных колодцев, контрольных устройств, отводных канав с целью выявления утечек продукции, нарушений земляного покрова, опасных для магистральных этанопроводов и пропанопроводов проседаний и выпучиваний грунта;

2) положение защитного кожуха (футляра) и трубопровода, а также состояние изоляции магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

3) отсутствие прямого контакта металла трубы с защитным кожухом.

293. Периодичность проведения проверок подземных переходов магистральных этанопроводов и пропанопроводов через железные и автомобильные дороги устанавливаются в нормативном документе эксплуатирующей организации.

294. В процессе эксплуатации надземных (воздушных) переходов (балочных, подвесных и арочных) необходимо вести визуальный контроль общего состояния воздушных переходов, береговых и промежуточных опор, состояния мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотводных канав, мест выхода магистральных этанопроводов и пропанопроводов из земли, креплений магистральных этанопроводов и пропанопроводов в опорах земляных насыпей.

295. Все надземные (воздушные) переходы балочного типа оборудуются ограждениями, исключающими возможность доступа и прохода посторонних лиц и проезда механизмов к магистральным этанопроводам и пропанопроводам, а также должны иметь антикоррозионное защитное покрытие.

296. Эксплуатирующая организация при планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту переходов через водные преграды учитывает границы подводных переходов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, определяемые в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере магистрального трубопровода и гражданской защиты.

297. Техническое обслуживание и ремонт запорной арматуры, проверка герметичности и промывка арматуры, эксплуатация и обслуживание электрооборудования, системы обнаружения утечек, а также контроль состояния противокоррозионной защиты переходов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, средств электрохимической защиты, установленных на переходах, осуществляется в соответствии с требованиями технологических регламентов. Ремонт запорной арматуры выполняется согласно ремонтной документации.

298. В процессе эксплуатации электроприемников, электроснабжение которых осуществляется от двух взаимно резервирующих источников питания, выполняется проверка работоспособности устройств автоматического включения резервных источников электроснабжения.

299. Контроль герметичности запорной арматуры переходов магистральных этанопроводов и пропанопроводов через водные преграды осуществляется не реже одного раза в квартал для арматуры многониточных переходов и не реже одного раза в полугодие для однопиточных переходов в соответствии с годовым графиком.

Параграф 8. Очистка внутренней полости магистральных этанопроводов и пропанопроводов

300. С целью поддержания пропускной способности, предупреждения скопления воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка магистральных этанопроводов и пропанопроводов к внутритрубному диагностированию и перед испытаниями следует проводить очистку внутренней полости магистральных этанопроводов и пропанопроводов пропуском очистных устройств.

301. Эксплуатирующая организация составляет и утверждает годовые планы работ по очистке магистральных этанопроводов и пропанопроводов с учетом планов и технологических режимов транспортировки, проведения внутритрубного диагностирования, свойств перекачиваемой продукции.

302. Периодичность очистки магистральных этанопроводов и пропанопроводов очистными устройствами определяют индивидуально для каждого магистрального этанопровода и пропанопровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой продукции.

303. При разработке годового графика очистки внутренней полости соблюдаются требования планирования очистки последовательно от начального участка к конечному. При этом, под участком понимается участок от камеры пуска до камеры приема средства очистки и диагностики.

Параграф 9. Техническое диагностирование

304. В целях определения фактического технического состояния линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов и их объектов, определения назначенного срока службы на проектных технологических режимах, необходимости изменения технологических режимов или проведения ремонтных работ в процессе эксплуатации следует проводить периодическое техническое диагностирование объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

305. Техническому диагностированию, в том числе техническому освидетельствованию подлежат следующие объекты магистральных этанопроводов и пропанопроводов:

- 1) линейная часть;
- 2) подводные переходы магистральных этанопроводов и пропанопроводов;
- 3) воздушные переходы магистральных этанопроводов и пропанопроводов;
- 4) технологические и вспомогательные трубопроводы;
- 5) сосуды, работающие под давлением;
- 6) запорная арматура;
- 7) механико-технологическое оборудование;
- 8) энергетическое оборудование;
- 9) системы автоматизации;
- 10) подводные переходы кабельных линий связи;
- 11) дополнительное оборудование (соединительные детали, узлы отбора давления, емкости, бобышки, ремонтные муфты, камеры пуска, приема и пропуска средства очистки и диагностики);
- 12) грузоподъемные механизмы;
- 13) здания и сооружения, законченные строительством и монтажом, находящиеся в эксплуатации.

Перед приемкой построенного магистрального трубопровода и (или) его частей в эксплуатацию проводится внутритрубное диагностирование специализированной организацией. Устранение дефектов, обнаруженных в процессе внутритрубного диагностирования, производится строительно-монтажной организацией, осуществлявшей строительство магистрального трубопровода.

Требование проведения внутритрубной диагностики не распространяется на участки эксплуатируемых магистральных этанопроводов и пропанопроводов, по которым проведен ремонт с заменой линейной части.

Надземные объекты магистральных этанопроводов и пропанопроводов не реже одного раза в два года подвергаются диагностированию неразрушающими методами контроля. Периодичность внутритрубной диагностики этанопроводов и пропанопроводов устанавливается в соответствии с требованиями Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов, утвержденный приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 354, с учетом технического состояния трубопроводов, условий эксплуатации и результатов предыдущих обследований, но не реже 1 раза в 5 лет.

306. На магистральных этанопроводах и пропанопроводах осуществляются следующие виды технического диагностирования:

- 1) внутритрубное диагностирование магистральных этанопроводов и пропанопроводов с целью выявления дефектов геометрии магистральных этанопроводов и пропанопроводов, дефектов стенки трубы и сварных швов, а также определения планово-высотного положения. Порядок пропуска средств очистки и

диагностики по магистральным этанопроводам и пропанопроводам приведен в приложении 7 настоящего технического регламента;

2) электрометрическое диагностирование всех технологических и вспомогательных трубопроводов с целью оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств электрохимической защиты, наличия контакта с защитными кожухами;

3) измерение планового положения глубины залегания магистральных этанопроводов и пропанопроводов и его конструктивных элементов, проводимое с целью выявления отклонения глубины залегания подземных магистральных этанопроводов и пропанопроводов от проектных значений, измерение горизонтальных смещений магистральных этанопроводов и пропанопроводов в процессе эксплуатации;

4) наружное диагностирование методами неразрушающего контроля соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций.

307. На магистральных этанопроводах и пропанопроводах применяют следующие методы технического диагностирования:

1) визуальный и измерительный контроль всех технологических и вспомогательных трубопроводов;

2) визуальный и измерительный контроль основного металла магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

3) визуальный и измерительный контроль сварных швов магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

4) ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

5) ультразвуковая толщинометрия стенки магистральных этанопроводов и пропанопроводов;

6) капиллярный контроль;

7) магнитопорошковый контроль;

8) измерения планово-высотного положения магистральных этанопроводов и пропанопроводов и его конструктивных элементов;

9) магнитометрический контроль;

10) вибродиагностический контроль.

308. На подземных магистральных этанопроводах и пропанопроводах применяют следующие виды технического диагностирования:

1) внутритрубное диагностирование магистральных этанопроводов и пропанопроводов с целью выявления дефектов геометрии магистральных этанопроводов и пропанопроводов, дефектов стенки трубы и сварных швов, а также определения планово-высотного положения;

2) измерения планового положения и глубины залегания магистральных этанопроводов и пропанопроводов и его конструктивных элементов, проводимые с целью выявления отклонения глубины залегания магистральных этанопроводов и пропанопроводов от проектных значений, измерение горизонтальных смещений магистральных этанопроводов и пропанопроводов в процессе эксплуатации;

3) наружное диагностирование методами неразрушающего контроля соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций;

4) электрометрическое диагностирование всех технологических и вспомогательных трубопроводов с целью оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств электрохимической защиты, наличия контакта с защитными кожухами.

309. Работы по определению возможности продления назначенного срока службы и /или назначенного ресурса технических устройств, оборудования и сооружений проводят по заявке организации, имеющей опасные производственные объекты и (или) привлекаемые к работам на них.

310. По завершении работ по определению возможности продления назначенного срока службы и (или) назначенного ресурса технических устройств, оборудования и сооружений, организация, аттестованная в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области гражданской защиты и независимая от организации-заявителя, проводит экспертизу промышленной безопасности и оформляет экспертное заключение, содержащее вывод о возможности или невозможности продления срока их безопасной эксплуатации.

311. При необходимости проведения корректирующих мероприятий экспертная организация разрабатывает план корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на продлеваемый период, который является приложением к заключению экспертизы промышленной безопасности.

312. Выполнение мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на продлеваемый период в соответствии с требованиями промышленной безопасности обеспечивают организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты, на которых применяют указанные технические устройства, оборудование и сооружения.

Параграф 10. Ремонтные работы на магистральных этанопроводах и пропанопроводах

Раздел 1. Общие требования

313. На основании анализа результатов технического диагностирования определяют вид ремонта и планируют его очередность.

314. Ремонт магистральных этанопроводов и пропанопроводов подразделяют на следующие виды:

1) текущий;

2) капитальный;

3) по техническому состоянию, при котором контроль технического состояния выполняют с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием оборудования и сооружений.

315. Каждому виду ремонта соответствует метод (технология) ремонта, который установлен в нормативной документации эксплуатирующей организации.

Раздел 2. Организация производства ремонтных работ на объектах линейной части магистральных этанопроводов и пропанопроводов

316. Планирование работ по ремонту магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует проводить в зависимости от характера и степени опасности дефектов с учетом заключения об их техническом состоянии.

317. Ремонт магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует проводить по технологиям, установленным в нормативной документации эксплуатирующей организации.

318. Вывод или передачу специализированным организациям оборудования и объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов в ремонт проводят в порядке, установленном в нормативной документации эксплуатирующей организации.

319. Текущий ремонт запорной арматуры и оборудования линейных сооружений магистральных этанопроводов и пропанопроводов выполняют подразделения аварийно-восстановительной службы или специализированные службы эксплуатирующей организации, капитальный ремонт – специализированные организации.

320. Текущий ремонт электротехнических установок, линий электропередачи, оборудования и средств электрохимической защиты, систем телемеханики, входящих в состав магистральных этанопроводов и пропанопроводов выполняют специализированные службы эксплуатирующей организации, капитальный ремонт специализированные службы эксплуатирующей организации или специализированные подрядные организации, имеющие опыт работы и разрешение на производство работ в охранной зоне магистральных этанопроводов и пропанопроводов в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области гражданской защиты.

321. Производство ремонтных работ следует начинать после выполнения организационных и технических мероприятий, приемки специализированной

подрядной организацией трассы ремонтируемого участка магистральных этанопроводов и пропанопроводов под ремонт и письменного разрешения эксплуатирующей организации на производство работ.

322. Работы по текущему и капитальному ремонту оборудования и объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует проводить с соблюдением действующих норм и правил безопасности.

Раздел 3. Организация ремонтных работ оборудования, зданий и сооружений перекачивающей станции

323. До вывода зданий и сооружений в капитальный ремонт необходимо:

- 1) выполнить обследование технического состояния;
- 2) составить дефектные ведомости и перечень работ;
- 3) разработать задание на проектирование;
- 4) выполнить проектные работы, согласовать и утвердить проектную документацию в установленном порядке;
- 5) составить графики ремонта и проекты организации ремонтных работ;
- 6) заготовить, согласно проектной документации, необходимые материалы.

324. Для оборудования, прошедшего капитальный ремонт, определяются сроки следующего диагностирования, послеремонтный гарантийный срок или послеремонтная гарантийная наработка в соответствии с ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

Параграф 11. Энергоснабжение, теплоснабжение, молниезащита и защита от статического электричества объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов

Раздел 1. Энергоснабжение.

325. Для обеспечения работоспособности электроустановок и тепловых энергоустановок на всех уровнях управления эксплуатирующей организацией создаются подразделения энергослужбы, организационная структура состав которых определяется в нормативном документе эксплуатирующей организации.

326. Основными задачами энергослужбы эксплуатирующей организацией являются:

- 1) обеспечение эксплуатации энергооборудования объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов в соответствии с нормативными документами;
- 2) соблюдение удельных норм расхода энергоресурсов;
- 3) совершенствование организации эксплуатации энергоустановок;
- 4) анализ затрат на энергоресурсы по статье издержек и разработка предложений и мер по их снижению (энергоаудит);

5) своевременное и качественное планирование и проведение технического обслуживания и ремонта;

6) разработка и внедрение мероприятий по экономии энергоресурсов.

327. На объектах магистральных этанопроводов и пропанопроводов организуется коммерческий и технический учет энергоресурсов.

328. Эксплуатацию, испытания, техническое обслуживание и ремонт энергоустановок следует осуществлять в соответствии с требованиями нормативно-технической документацией касающихся технической эксплуатации электроустановок и тепловых энергоустановок.

329. Оценку технического состояния энергооборудования следует выполнять сопоставлением фактических эксплуатационных параметров оборудования, с установленными в технической документации и базовыми (или паспортными) его характеристиками. При этом используются результаты технического диагностирования оборудования.

330. Энергооборудование магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается запасными частями и материалами для своевременного и качественного выполнения технического обслуживания и ремонта.

331. Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию устройств, оборудования и сетей между энергослужбой и другими технологическими службами устанавливаются в положении, утверждаемом руководителем эксплуатирующей организации.

332. Границы раздела областей обслуживания и эксплуатационной ответственности, разграничение балансовой принадлежности энергооборудования и сетей между организациями, осуществляющими поставку энергоресурсов, и предприятиями магистральных этанопроводов и пропанопроводов определяются актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

333. К техническому обслуживанию и эксплуатации взрывозащищенного электрооборудования во взрывоопасных зонах допускается подготовленный электротехнический персонал, имеющий допуск к техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования данной категории.

334. Запрещается эксплуатация и использование во взрывоопасных зонах электрооборудования, электропроводок, инструмента и средств измерений, не соответствующих требованиям нормативной документации или с нарушениями элементов взрывозащиты.

335. Уровень взрывозащиты электрооборудования должен соответствовать требованиям нормативного документа, а вид взрывозащиты категории и группе взрывоопасных смесей. Электрооборудование, не имеющее маркировки взрывозащиты, к установке и эксплуатации во взрывоопасных зонах не допускается.

336. На электрооборудование необходимо иметь документ об оценке соответствия требованиям технических регламентов, действие которых на него распространяется.

337. На взрывозащищенное электрооборудование оформляется и ведется паспорт.

338. Взрывозащищенное электрооборудование и электропроводки во взрывоопасных зонах подвергается наружному осмотру не реже одного раза в 3 месяца. Результаты осмотра следует вносить в техническую документацию (паспорт, формуляр, журнал осмотра взрывозащищенного оборудования).

339. Внеочередные осмотры взрывозащищенного электрооборудования проводятся при его отключении устройствами защиты. Повторный ввод в работу разрешается только после выявления и устранения причины отключения.

340. По окончании ремонта или устранения причины отказа взрывозащищенного электрооборудования объем выполненных работ и измеренные параметры взрывозащиты заносят в техническую документацию.

Раздел 2. Теплоснабжение

341. Теплоснабжение объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляется от собственных котельных (тепловых энергоустановок) или от сторонних теплоснабжающих организаций, при этом обеспечивается необходимая категория надежности теплоснабжения потребителей.

342. К системам теплоснабжения объектов трубопроводов относятся котельные установки, тепловые сети и системы теплоснабжения.

343. Эксплуатацию тепловых энергоустановок магистральных этанопроводов и пропанопроводов осуществляет подготовленный персонал эксплуатирующей организации.

344. Допускается проводить эксплуатацию тепловых энергоустановок трубопроводов специализированной организацией.

345. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок объектов трубопроводов обеспечивает содержание тепловых энергоустановок в работоспособном и технически исправном состоянии, их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативных документов.

346. Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию тепловых энергоустановок между энергослужбой и другими технологическими службами устанавливаются в положении, утверждаемом руководителем эксплуатирующей организации.

347. В эксплуатирующей организации организовываются постоянный и периодический контроль технического состояния тепловых энергоустановок трубопроводов (осмотры, техническое освидетельствование).

348. Планирование, проведение, контроль выполнения мероприятий по устранению дефектов тепловых энергоустановок выполняют в соответствии с требованиями действующих нормативно-технической документации.

349. Оборудование топливного хозяйства котельных магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивает бесперебойную подачу топлива в котельную и хранение запаса основного и резервного топлива в соответствии с нормативами, установленными в нормативно-технической документации.

350. При эксплуатации систем теплоснабжения объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается надежность теплоснабжения, подача теплоносителя (воды и пара) с расходом и параметрами в соответствии с температурным графиком.

Раздел 3. Молниезащита и защита от статического электричества

351. Здания и сооружения магистральных этанопроводов и пропанопроводов, оборудование, аппараты, воздухопроводы и внутриплощадочные коммуникации защищаются от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества согласно требованиям действующих нормативных документов. Действие данных видов защиты не допускает вредного влияния на систему противокоррозионной защиты трубопроводов.

352. Приемка в эксплуатацию средств молниезащиты, защиты от статического электричества проводится до начала приемо-сдаточных испытаний зданий, сооружений и оборудования, для которых указанные средства предназначены.

353. Для защиты от статического электричества следует использовать заземляющие устройства электрооборудования и электроустановок. Требования к заземляющему устройству определяют в действующих нормативно-технических документах. Части, подлежащие заземлению, присоединяются к заземляющему устройству отдельным проводником. Переходное сопротивление соединений (сварных или болтовых) не предусматривает превышение 0,05 Ом в соответствии с ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

354. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, не предусматривает превышение 100 Ом в соответствии с ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

355. Защита резервуаров от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами со стержневыми или тросовыми молниеприемниками. После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты осматриваются, при этом, обнаруженные повреждения немедленно устраняются.

356. Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, относящееся к одному сооружению (наружной установке): резервуары, трубопроводы и другое оборудование представляют собой непрерывную электрическую цепь, которая присоединяется к заземляющему устройству в соответствии с проектной документацией в начале, в конце и имеет дополнительное заземление через каждые 200-300 м в соответствии с ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

357. Каждый отдельный аппарат, а также отдельно установленные емкости и аппараты, если они не присоединены к общей заземляющей системе, подлежат отдельному заземлению.

358. Последовательное включение в заземляющую систему не допускается.

359. Наземные технологические трубопроводы следует заземлять в начале трубопровода, в конце и точках всех ответвлений, а также на вводах во взрывоопасные зоны и выводах из них.

360. Лица, проводящие осмотр и проверку состояния устройств молниезащиты, составляют акт их осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов и разрабатывают мероприятия по их устранению.

361. Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества следует проводить с периодичностью и нормами, приведенными в нормативно-технической документации.

362. Импульсное сопротивление каждого заземлителя от прямых ударов молнии предусматривает не более 10 Ом в соответствии с ГОСТ 34182 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения".

363. Осмотр и ремонт средств молниезащиты и защиты от статического электричества проводят одновременно с осмотром и ремонтом электроустановок, а также после прямых ударов молний.

364. Ответственность за организацию безопасной эксплуатации устройств защиты от статического электричества и молниезащиты возлагается на главного энергетика эксплуатирующей организации.

365. Ответственность за исправное состояние устройств защиты от статического электричества и молниезащиты несет служба главного энергетика эксплуатирующей организации. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройств защиты в соответствии с действующими нормативными документами.

Раздел 4. Энергосбережение и энергоэффективность

366. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности объектов магистральных этанопроводов и пропанопроводов, а также использование

энергетических ресурсов, применяемых при их эксплуатации, приводятся в соответствии с Законом Республики Казахстан "Об энергосбережении и повышении энергоэффективности".

Параграф 12. Требования к эксплуатации средств электрохимической защиты

367. Для обеспечения эффективной и надежной работы средств электрохимической защиты в составе эксплуатирующей организации создается производственное подразделение, ответственное за электрохимическую защиту.

368. Структура, состав, оснащенность производственного подразделения, ответственные за электрохимическую защиту определены в положении, утвержденном руководителем эксплуатирующей организации.

369. Для надежной и эффективной работы средств электрохимической защиты необходимо обеспечивать:

1) оперативный контроль значений защитных потенциалов на магистральных этанопроводах, пропанопроводах и подземных сооружениях, напряжения и силы тока станций катодной защиты, сопротивления дренажной цепи и силы тока установки дренажной защиты с использованием системы телемеханизации и автоматизированной системы технического учета электроэнергии;

2) проверки и измерения значений защитных потенциалов на контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктах, рабочих параметров станций катодной защиты, станций дренажной защиты и протекторных установок;

3) техническое обслуживание и ремонт оборудования электрохимической защиты;

4) дистанционный контроль параметров станций электрохимической защиты;

5) автоматическое и дистанционное управление режимами работы станций электрохимической защиты.

370. Результаты контроля, выполнения технического обслуживания и ремонта оборудования электрохимической защиты следует вносить в техническую документацию.

371. Для контроля работы средств электрохимической защиты на каждом магистральном этанопроводе и пропанопроводе устанавливаются контрольно-измерительные пункты электрохимической защиты с возможностью измерения величины поляризационного потенциала.

372. Измерение защитных потенциалов на магистральных этанопроводах и пропанопроводах на всех контрольно-измерительных пунктах электрохимической защиты проводят два раза в год в период максимального увлажнения грунта. При этом внеочередные измерения проводят на участках, где производились ремонтно-восстановительные работы на магистральных этанопроводах и пропанопроводах или средствах электрохимической защиты и источниках их

энергоснабжения, произошло подключение к действующим системам электрохимической защиты новых объектов защиты или изменение:

- 1) схем и режимов работы средств электрохимической защиты;
- 2) интенсивности блуждающих токов;
- 3) схем прокладки подземных металлических сооружений (укладка новых, демонтаж старых).

Одновременно при измерениях защитного потенциала магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует проводить измерения:

- 1) защитного потенциала кожуха;
- 2) переходного сопротивления "кожух – земля" и сопротивления цепи "кожух – труба" на переходах магистральных этанопроводов и пропанопроводов под автомобильными и железными дорогами;
- 3) измерение сопротивления пластин датчиков скорости коррозии;
- 4) измерение силы тока протекторных групп.

373. Перерыв в действии каждой установки системы электрохимической защиты допускается при проведении регламентных и ремонтных работ не более одного раза в квартал (до 80 часов). При проведении опытных или исследовательских работ допускается временное отключение электрохимической защиты на суммарный срок не более 240 часов в год.

374. С целью определения состояния противокоррозионной защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов следует проводить обследования коррозионного состояния участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов и ранжирование их по степени коррозионной опасности.

375. Все обнаруженные дефекты при обследовании повреждения защитного покрытия точно привязываются к трассе магистральных этанопроводов и пропанопроводов, учитываются в технической документации, включаются в графики ремонтных работ и устраняются в запланированные сроки.

376. Документация по контролю состояния электрохимической защиты и защитного покрытия, а также по измерениям величины защитного потенциала подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

377. После ремонта электрооборудования производятся испытания и измерения в соответствии с нормативно-технической документацией, касающихся технической эксплуатации электроустановок, заводской и ремонтной документацией.

378. Подразделение, ответственное за электрохимической защиты эксплуатирующую организацию и выполняющее плановые мероприятия технической эксплуатации средств электрохимической защиты, предусматривает резервный фонд основных устройств и материалов.

379. Проектную и исполнительную документацию, оформленную при приемке в эксплуатацию средств электрохимической защиты, следует хранить подразделением, ответственным за электрохимической защиты в течение всего срока службы магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

380. Подразделение, ответственное за электрохимическую защиту, ведет техническую документацию и учет работы средств электрохимической защиты, защищенности магистральных этанопроводов и пропанопроводов по времени и протяженности, проводить анализ отказов в соответствии с требованиями соответствующего нормативного документа по контролю и учету работы системы противокоррозионной защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

381. Паспорта электроустановок электрохимической защиты при приемке в эксплуатацию содержат технические характеристики установленного оборудования. В паспорта (формуляры) заносят сведения о выполненных ремонтах и изменениях, внесенных в конструкцию при ремонтах. Записи в паспортах (формулярах) подтверждаются подписями исполнителей с указанием даты выполнения работ.

382. В протоколах измерений, испытаний и ведомостях измерения защитного потенциала указываются типы применяемых средств измерений и сведения об их поверке.

383. Для каждой системы противокоррозионной защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов организуется ведение документации по контролю и учету работы системы противокоррозионной защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

Параграф 13. Автоматизированная система управления технологическим процессом

384. К техническим средствам автоматизированного управления магистральных этанопроводов и пропанопроводов относятся системы автоматизации и телемеханизации технологического оборудования магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

385. Технические средства автоматизированного управления магистральных этанопроводов и пропанопроводов должны соответствовать требованиям проектной документации и действующих на момент ввода в эксплуатацию нормативно-технических документов.

386. На вводимые в эксплуатацию средства автоматизации и телемеханизации делается разрешительная документация, полученная в установленном порядке.

387. Система автоматизации объекта магистральных этанопроводов и пропанопроводов должна обеспечивать работоспособность, отказоустойчивость, автоматическую защиту и блокировку, контроль и управление технологическим оборудованием, вспомогательными системами, пожаротушением. Должна иметь функцию самодиагностики и контроля отказов каналов связи.

388. Срабатывание предупредительных сигналов и аварийных защит сопровождается звуковой и световой сигнализацией в операторной и местном диспетчерском пункте.

389. Уставки предупредительной сигнализации, защит и блокировок следует регистрировать в соответствующих картах. Корректировку уставок проводят при изменении нормативного документа собственника магистральных этанопроводов и пропанопроводов, замене или модернизации технологического оборудования.

Параграф 14. Эксплуатация технических средств автоматизации и телемеханизации

390. Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации на всех уровнях управления эксплуатирующей организации создаются подразделения, организационная структура и состав которых определяются в нормативном документе эксплуатирующей организации.

391. Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации в эксплуатирующей организации работники подразделений обеспечивают:

- 1) планирование и проведение работ в соответствии с регламентом по техническому обслуживанию и ремонту средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов с учетом критичности оборудования;
- 2) ведение технической документации;
- 3) расследование причин отказов систем автоматизации и телемеханизации;
- 4) формирование и согласование с собственником магистральных этанопроводов и пропанопроводов перечня аварийного запаса, неснижаемого технологического резерва и обменного фонда средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов. Закуп и поддержание на необходимом уровне аварийного запаса, неснижаемого технологического резерва и обменного фонда средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов обеспечивается собственником магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

При эксплуатации средств автоматизации и средств измерений во взрывозащищенном исполнении следует выполнять требования, предусмотренные действующим законодательством и инструкциями изготовителей по их эксплуатации.

Параграф 15. Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность, охрана окружающей среды

Раздел 1. Общие требования

392. Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность, охрана окружающей среды на объектах магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается в

соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере магистрального трубопровода, гражданской защиты, экологической безопасности и охраны труда.

393. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы по свойствам транспортируемой продукции относятся к категории взрывопожароопасных производств, а по действию на организм человека, к категории и производства с вредными условиями труда.

394. Этановая и пропановая фракции транспортируются по герметичному трубопроводу и при нормальной эксплуатации образование взрывопожароопасных концентраций паров или их токсичной концентрации в воздухе не происходит.

395. Опасные факторы по взрывопожароопасности возможны только при проведении ремонтных работ, при запуске-приеме средства очистки и диагностики и неисправностях, связанных с утечкой.

396. При ведении технологического процесса возможно возникновение опасных и вредных производственных факторов.

Раздел 2. Меры и мероприятия по предотвращению возникновения пожарной опасности, опасных и вредных производственных факторов

397. При эксплуатации магистральных этанопроводов и пропанопроводов обеспечивается его защита от внешнего механического воздействия соблюдением нормативно-технической документации, регулярным контролем состояния охранной зоны, своевременным, уведомлением землепользователей, наличием предупреждающих знаков и знаков безопасности на ограждении крановых узлов, воздушных переходах, пересечении дорог.

398. Ремонт выполняется в соответствии с планом работ, включающим требования, регламентирующие методы и средства обеспечения безопасности труда.

399. Меры по предотвращению возникновения пожарной опасности, опасных и вредных производственных факторов предусматриваются законодательством, указанным в пункте 392 настоящего технического регламента.

400. При нештатных ситуациях на магистральных этанопроводах и пропанопроводах, рекомендуется использовать следующую группу сценариев развития аварий:

1) разгерметизация трубопровода или кранового узла → начало выброса продукции из трубопровода → образование на месте разрушения пролива продукции (для подземного трубопровода - фильтрация продукции через грунт с возможностью размыва почвы) → растекание, кипение и испарение продукции (в том числе при соприкосновении с почвой) → взрыв топливно-воздушной смеси с образованием волны давления во фронте ее распространения;

2) интенсивное смешение с воздухом → образование в атмосфере газокпельного облака охлажденного до температуры кипения продукции → распространение по

трубопроводу волн разгрузки → вскипание продукции в трубопроводе (если продукции находилась в перегретом (относительно температуры кипения) состоянии) → истечение продукции из трубопровода, в том числе в двухфазном режиме при вскипании продукции в трубопроводе → отключение насосов и остановка перекачки продукции;

3) образование участков в трубопроводе, заполненных газовой фазой продукции при давлении насыщенного пара → перекрытие кранового узла → распространение облака продукции в атмосфере → воспламенение продукции → сгорание облака продукции, возникновение на месте разрушения факела, пожар пролива → воздействие на соседние объекты, окружающую среду, поражение людей; загрязнение продукцией или продуктами горения компонентов окружающей среды → локализация и ликвидация разлива (пожара).

Раздел 3. Охрана окружающей среды

401. При проектировании, строительстве магистральных трубопроводов и последующей их эксплуатации в проектной документации необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере экологической безопасности.

Глава 7. Консервация и ликвидация магистральных этанопроводов и пропанопроводов

402. Консервацию участка магистральных этанопроводов и пропанопроводов проводят в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере магистрального трубопровода и ГОСТ 34969 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов", а также настоящим техническим регламентом.

403. Консервацию участка магистральных этанопроводов и пропанопроводов проводят при положительной температуре окружающего воздуха с использованием в качестве консерванта инертную газовую смесь.

404. Избыточное давление инертной газовой смеси после завершения работ по заполнению участка трубопровода составляет 0,3 МПа.

405. Порядок и требования к опорожнению трубопроводов от воды при выводе трубопровода в консервацию после строительно-монтажных работ следующие:

1) в документации на консервацию предусматривают технологию вытеснения воздухом опрессовочной жидкости с применением поршней-разделителей;

2) протяженность участка трубопровода при опорожнении от воды устанавливают в документации на консервацию;

3) скорость движения поршней-разделителей при вытеснении опрессовочной жидкости – не менее 1,0 км/ч;

4) после освобождения трубопровода и создания на его стенках противокоррозионной пленки осуществляют отсечение подлежащего консервации участка трубопровода путем вырезки катушек и приварки заглушек на отрезанные концы труб.

406. Первые 10 календарных дней после консервации необходимо выполнять ежедневный осмотр состояния объекта, контроль давления консерванта инертной газовой смеси и отсутствие его утечек (давление составляет 0,3 МПа).

407. По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание проводят со следующей периодичностью:

- 1) охранный зона трубопровода – технический осмотр (выявление потенциально опасных участков, нарушений правил охраны) – один раз в два календарных дня;
- 2) контроль давления консерванта инертной газовой смеси – два раза в месяц;
- 3) измерения защитного потенциала "труба–земля" – два раза в год;
- 4) ремонт и окраска предупреждающих и информационных знаков, восстановление надписей – один раз в год;

5) переходы магистральных трубопроводов через автомобильные и железные дороги:

осмотр переходов магистральных трубопроводов через автомобильные и железные дороги – один раз в месяц;

подсыпка щебня (грунта) в местах образования ям, углублений над трубопроводом – один раз в год;

восстановление предупреждающих знаков на переходах через автомобильные и железные дороги, их окраска и восстановление надписей – один раз в год.

6) километровые знаки, указатели:

внешний осмотр – один раз в месяц;

сезонная ревизия – один раз в год.

7) колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру:

осмотр колодцев и ограждений – один раз в месяц;

очистка колодца от мусора, грязи, удаление снега с перекрытия зимой – один раз в квартал;

ремонт колодцев, ограждений и фундаментов – один раз в год.

408. Ликвидацию участка магистральных этанопроводов и пропанопроводов проводят в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере магистрального трубопровода и ГОСТ 34969 "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов", а также настоящим техническим регламентом.

409. Ликвидацию трубопроводов, проложенных через естественные и искусственные препятствия методом микротоннелирования, осуществляют способом протаскивания трубопровода из тоннеля.

410. При ликвидации трубопроводов подземной прокладки выполняют:

- 1) вывод систем из эксплуатации;
- 2) определение фактического положения трубопроводов и размещенного оборудования;
- 3) освобождение (опорожнение ликвидируемого) трубопровода от продукта;
- 4) земляные работы;
- 5) работы по демонтажу трубопровода;
- 6) благоустройство территории и рекультивацию земель;
- 7) утилизацию или консервацию демонтируемого оборудования;
- 8) утилизацию материалов.

Глава 8. Обеспечение соответствия магистральных этанопроводов и пропанопроводов

411. Соответствие магистральных этанопроводов и пропанопроводов требованиям настоящего технического регламента обеспечивается выполнением его требований непосредственно либо положений стандартов, включенных в перечень взаимосвязанных стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, согласно приложению 8 настоящего технического регламента.

412. Методы исследований (испытаний) и измерений устанавливаются в стандартах, включенных в перечень стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований технического регламента и осуществления оценки (подтверждения) соответствия, согласно приложению 9 настоящего технического регламента.

Глава 9. Оценка соответствия магистральных этанопроводов и пропанопроводов

413. Оценка соответствия магистральных этанопроводов и пропанопроводов требованиям технического регламента проводится в следующих формах:

- 1) экспертиза проектной документации – при проектировании;
- 2) технический надзор, авторское сопровождение и государственный архитектурно-строительный контроль – при строительстве (реконструкции);
- 3) приемка – при завершении строительства (реконструкции);
- 4) государственный архитектурно-строительный контроль и авторское сопровождение – при ликвидации.

414. Магистральные этанопроводы и пропанопроводы, соответствующие требованиям настоящего технического регламента и прошедшие после завершения строительства (реконструкции) процедуру оценки соответствия в форме приемки, маркируются единым знаком соответствия Республики Казахстан. Знак соответствия

наносится на левую верхнюю часть первого листа акта приемки магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

415. Оценка соответствия магистральных этанопроводов и пропанопроводов по формам, указанным в пункте 413 настоящего технического регламента, выполняется в соответствии с требованиями, предъявляемыми к магистральным трубопроводам законодательством Республики Казахстан в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности, с учетом особенностей законодательства Республики Казахстан в сфере магистральных трубопроводов.

Приложение 1
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Требования к продукции (этановая и пропановая фракции)

1. Для транспортировки по магистральному этанопроводу этановая фракция в сжиженном состоянии должна соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

№	Наименование показателя		Нормы	Метод испытания
1	Молярная доля компонентов, %	метан, не более	1,0	СТ РК ASTM D7833
		этан, не менее	95	
		пропан, не более	3,0	
		с у м м а углеводородов C ₄ , не более	0,5	
2	Молярная доля CO ₂ , %, не более		0,01 (100 ppm)	СТ РК ASTM D5504
3	Молярная доля карбонилсульфида (COS), %, не более		0,015 (150 ppm)	
4	Молярная доля сероводорода, %, не более		0,0125 (125 ppm)	
5	Молярная доля меркаптановой серы (RSH), %, не более		0,01 (100 ppm)	

Иные физико-химические показатели этановой фракции, не включенные в перечень обязательных показателей настоящего технического регламента, могут устанавливаться по соглашению сторон (сдающая и принимающая продукцию стороны).

2. Для транспортировки по магистральному пропанопроводу пропановая фракция в сжиженном состоянии должна соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Таблица 2

№	Наименование показателя		Нормы	Метод испытания
		метан-этан, не более	2,0	СТ РК
		пропан, не менее	95,0	

1	Объемная доля компонентов, %	бутан и выше, не более	2,5	ASTM D2163
2	Массовая доля сероводорода, мг/кг (ppm), не более		1	СТ РК ASTM D5623
3	Массовая доля карбонилсульфида (COS), мг/кг (ppm), не более		1	
4	Массовая доля общей серы, мг/кг (ppm), не более		35	
5	Содержание свободной воды		отсутствие	СТ РК ASTM D2713
6	Содержание влаги (метод замерзания клапана)		пройдено	
7	Давление насыщенных паров, кПа при 37,8°C		1 200	СТ РК ASTM D2598
8	Испытание на медной пластинке (для неодорированного газа)		выдерживает	ГОСТ 21443

Иные физико-химические показатели пропановой фракции, не включенные в перечень обязательных показателей настоящего технического регламента, могут устанавливаться по соглашению сторон (сдающая и принимающая продукцию стороны).

3. Прием, сдача и учетные операции этановой и пропановой фракций по количеству и качеству производятся с оформлением приемо-сдаточных документов (акты приема-сдачи и паспорт качества).

Приложение 2
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Условия прохождения трассы магистральных этанопровода и пропанопровода

Таблица 1

Класс	Описание
Класс 1	Условия прохождения данной трассы характерны для местности, где редко осуществляется деятельность человека при отсутствии постоянного населения. Условия прохождения данной трассы обозначают недоступные участки, такие как пустыня.
Класс 2	Условия прохождения трассы по территории с плотностью населения менее 50 человек на квадратный километр. Предназначены для отображения таких участков как пустыри, пастбищные угодья, сельскохозяйственные угодья и другие малонаселенные районы.

Класс 3	Условия прохождения трассы по территории с плотностью населения 50 человек или более, но меньше чем 250 человек на квадратный километр с компактно расположенными жилыми отсеками, отелями или офисными зданиями, где регулярно собираются не более 50 человек и размещаются отдельно стоящие промышленные здания. Предназначены для отображения участков, в которых плотность населения находится между классом 2 и классом 4, таких как сельские населенные пункты или пригород вокруг больших и малых городов и ферм, а также земельных владений .
Класс 4	Условия прохождения трассы по территории с плотностью населения 250 человек или более на квадратный километр, за исключением, когда преобладает класс 5. Предназначены для отображения областей, таких как загородные жилые микрорайоны, жилые районы и другие заселенные области, не соответствующие условиям класса 5.
Класс 5	Условия прохождения трассы, где преобладают многоэтажные здания (четыре и более этажа над уровнем земли) и где интенсивное движение транспорта, а также где под землей находятся инженерные коммуникации.

Классификация участков магистральных этанопровода и пропанопровода по категориям в зависимости от условий прохождения трассы

Таблица 2

Наименование участка трассы	Условия прохождения трассы				
	Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
	Категории участка				
Линейная часть	III	III	II	I	-
Пересечения и параллельное следование:					
- дороги второстепенного значения с грунтовым покрытием	III	III	II	I	-
- главные дороги I-IV категории, железные дороги, каналы, реки, перегораживающие дамбы и озера	II	II	II	I	-

Узлы запуска и приема очистных диагностических устройств и узлы приема конденсата, узлы приема конденсата, узлы установки линейной запорной арматуры	II	II	II	I	-
Трубопроводы в пределах территории производственных объектов и зон	I	I	I	I	-

Приложение 3
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Минимальные расстояния от осей магистральных этанопроводов и пропанопроводов до объектов, зданий и сооружений, не входящих в их состав

Таблица 1

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от осей трубопроводов условным диаметром, мм	
	магистральные этанопроводы	магистральные пропанопроводы
	свыше 300 до 400 включительно.	свыше 300 до 400 включительно.
1	2	3
1. Города и поселения городского типа.	5000	5000
2. Сельские поселения, коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, вокзалы		3000

и другие), жилые двухэтажные здания и выше; железнодорожные станции, аэропорты.	3000	
3. Отдельно стоящие жилые/ административные здания до двух этажей, кладбища (действующие);	1200	1000
реки с шириной зеркала в межень 25 м и более, каналы, озера и другие водоемы, имеющие питьевое и рыбохозяйственное значение;		
очистные сооружения, водопроводные и канализационные насосные станции с постоянным присутствием обслуживающего персонала.		
4. Отдельно стоящие одноэтажные здания для временного пребывания людей, производственные домики/ постройки сельскохозяйственных ферм/крестьянских хозяйств, огороженные карты для организованного выпаса скота, временные полевые станы.	650	600
5. Автозаправочные станции, наливные станции и железнодорожные эстакады;	1120	850
территории насосной станции, компрессорной станции, автоматизированной газораспределительной станции и насосной перекачивающей станции магистральных трубопроводов;		
склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м ³		
6. Железные дороги общей сети и автомобильные дороги общего пользования I категории;		
мосты железных дорог общей сети ;		
автомобильные дороги общего пользования II, III категорий;		
мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог общего		

пользования III категории и автомобильных дорог IV, V категорий с пролетом свыше 20 м;	1000	800
железные дороги промышленных предприятий; автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий;		
отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, пункты обогрева ремонтных бригад, вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, мачты (башни) и сооружения технологической связи трубопроводов (кроме мачт, указанных в пункте 10 настоящей таблицы), гаражи и открытые стоянки (не менее 20 автомобилей).		
7. Открытые распределительные устройства напряжением 35, 110, 220 кВ электроподстанций других потребителей;	900	700
карьеры глинистых грунтов, где разработка грунта ведется с периодическим применением строительной техники и без проведения взрывных работ, полигоны захоронения отходов на которых исключаются выбросы свалочного газа с возможным воспламенением, индивидуальные гаражи и открытые стоянки (более 20 автомобилей);		
устья нефтяных, газовых и артезианских скважин, находящихся в процессе бурения и эксплуатации; очистные сооружения (иловые отстойники), обслуживание без постоянного присутствия персонала.		
8. Мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи;	800	600
телевизионные башни.		
9. Специальные предприятия; сооружения, площадки, охраняемые зоны; склады взрывчатых и взрывоопасных веществ;		

карьеры полезных ископаемых с применением при добыче взрывных работ; склады сжиженных горючих газов.	По согласованию с органами Государственного надзора и заинтересованными организациями	
10. Воздушные линии электропередачи сторонних организаций параллельно которым прокладывается трубопровод.	Воздушные линии электропередачи до 1, 6, 10, 35 кВ – 900 м; Воздушные линии электропередачи 110, 220, 500 кВ – 800 м	Воздушные линии электропередачи до 1, 6, 10, 35 кВ – 700 м; Воздушные линии электропередачи 110, 220, 500 кВ – 600 м
11. Мачты малокаанальной необслуживаемой радиосвязи трубопроводов.	1,5 высоты опоры от площадки линейных сооружений	
12. Вдольтрассовый проезд.	15	15
Примечания: 1. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности трубопроводов допускается сокращение указанных в пунктах 1, 2 и 3 расстояний при условии выполнения следующих технических решений: – прокладки трубопровода по типу "труба к трубе" – сокращение минимального расстояния не более чем на 50 %; – уменьшения нормативного расстояния между запорной арматурой в два раза (до 5 км) – сокращение минимального расстояния не более чем на 20 %; в четыре раза (до 2,5 км) – сокращение минимального расстояния не более чем на 30 %. Коэффициент надежности по назначению этих участков трубопроводов допускается принимать равным 1,25, а коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления – 1,15. Средства автоматизированного отключения всех участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов предусматриваются на каждом линейном крановом узле. Диагностирование участков магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится разрешенным способом/методом контроля: внутритрубная диагностика; гидравлические испытания трубопроводов на прочность и герметичность; контроль коррозии и состояния защитного покрытия; прогнозирование оставшегося срока службы магистральных этанопроводов и пропанопроводов с учетом обнаруженных дефектов. 2. Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог – от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов – от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей. 3. Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такие же, как от соответствующих дорог. 4. При проектировании пересечений новых или реконструируемых автомобильных дорог общего пользования с действующими магистральными этанопроводами и пропанопроводами необходимо предусматривать обустройство пересекаемых трубопроводов. 5. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности трубопроводов допускается сокращение указанных в пункте 7 расстояний не более чем на 30% при условии проведения компенсирующих мероприятий, указанных в п. 20 настоящего технического регламента.		

1. Расстояние от оси магистральных этанопроводов и пропанопроводов до объектов и сооружений, не входящих в состав трубопроводов рекомендуется принимать с размещением проектной трассы вне зон сильных разрушений в соответствии с

Инструкцией по содержанию и объемам инженерно-технических мероприятий гражданской обороны, утвержденной приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 24 октября 2014 года № 732 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 9922).

2. Расчет границ зон поражения при истечении этановой и пропановой фракций при возможном разрыве магистральных этанопроводов и пропанопроводов производится в следующей последовательности:

1) Объем продукции, вытекшей из напорного трубопровода,

$V_{нт}$

определяется по формуле:

$$V_{нт} = q \cdot \tau + \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_1, \text{ м}^3,$$

где q – расход продукции, м³/с;

τ – расчетное время отключения трубопровода, с;

d

– внутренний диаметр трубопровода, м;

L_1

– длина напорного участка трубопровода от крана по ходу газа до места разрыва, м.

2) Объем продукции, вытекшей из отводящего трубопровода

$V_{от}$

составляет:

$$V_{от} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_2, \text{ м}^3,$$

где

d

– внутренний диаметр трубопровода, м;

L_2

– длина отводящего участка трубопровода от места разрыва до крана по ходу газа, м.

3) Объем продукции вытекшей на грунт:

$$V_{\text{п}} = V_{\text{нт}} + V_{\text{от}}, \text{ м}^3.$$

4) Площадь разлива продукции определяется по формуле:

$$S_{\text{р}} = V_{\text{п}} \cdot K_{\text{р}}, \text{ м}^2,$$

где

$$K_{\text{р}}$$

– коэффициент разлива продукции, м-1.

Масса испарившейся продукции определяется по формуле:

$$m_{\text{ип}} = S_{\text{исп}} \cdot M_{\text{уд}},$$

$$S_{\text{исп}}$$

– площадь разлива, м²;

$$M_{\text{уд}}$$

– удельная масса испарившейся продукции, кг/м².

Удельная масса паров испарившейся продукции определяется по формуле:

$$M_{\text{уд}} = \frac{M}{L_{\text{исп}}} \cdot (T_0 - T_{\text{п}}) \cdot \left(2 \cdot \lambda_{\text{тв}} \cdot \sqrt{\frac{t}{\pi \cdot a}} + \frac{5,1 \cdot \sqrt{Re} \lambda_{\text{в}} t}{d} \right),$$

где

$$M$$

– молярная масса продукции, кг/кмоль;

$$L_{\text{исп}}$$

– начальная теплота испарения при начальной температуре продукции

$$T_{\text{п}}$$

, Дж/моль;

$$T_0$$

– начальная температура грунта на поверхность которого разливается продукция, соответствующая расчетной температуре

$$t_p,$$

К;

$$T_n$$

– начальная температура продукции, К;

$$\lambda_{TB}$$

– коэффициент теплопроводности грунта, на поверхность которого разливается продукция, Вт/(м·К);

а – эффективный коэффициент температуропроводности грунта, на поверхность которого разливается продукция, м²/с;

t – текущее время, с, принимаемое равным времени полного испарения продукции, но не более 3600 с;

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu_s}$$

– число Рейнольдса (– скорость воздушного потока, м/с; d – характерный размер пролива продукции, м;

$$\nu_s$$

– кинематическая вязкость воздуха при расчетной температуре

$$t_p, \text{ м}^2/\text{с}$$

);

$$\lambda_s$$

– коэффициент теплопроводности воздуха при расчетной температуре

$$t_p,$$

, Вт/(м·К).

Радиусы зон поражения при взрыве облака испарившейся продукции при аварии на трубопроводах определяются по формуле:

$$R = k \cdot m_{\text{ип}}^{\frac{1}{3}}, \text{ м},$$

где k – коэффициент влияния взрывной волны (таблица 2).

Таблица 2

Последствия взрыва	Значение коэффициента k
Полные разрушения, 100 % безвозвратных потерь среди населения	32
Сильные разрушения, до 90 % безвозвратных потерь среди незащищенного населения	45
Средние разрушения, до 20 % безвозвратных потерь среди незащищенного населения	64
Умеренные разрушения, тяжелые поражения людей	120
Малые повреждения, порог поражения людей	360

3. В таблице 3 приведены результаты расчета границ зон и предельных порогов поражения при истечении этановой и пропановой фракций в месте разрыва для магистральных этанопровода и пропанопровода при конкретных условиях их эксплуатации.

Таблица 3

Границы порога повреждения зданий и поражения людей при взрыве топливно-воздушной смеси		Избыточное давление ударной волны	Характеристика зоны/ последствия взрыва
этановой фракции	пропановой фракции		
R1=57,3 м	R1=53,2 м	DP1 =100 кПа	Зона полных разрушений / 100 % безвозвратных потерь среди населения, полное разрушение зданий и сооружений
R2=80,6 м	R2=74,8 м	DP2 =70 кПа	Зона сильных разрушений/ до 90 % безвозвратных потерь среди незащищенного населения, полное и сильное разрушение зданий и сооружений
R3=114,7 м	R3=106,3 м	DP3 =30 кПа	Зона средних разрушений / до 20 % безвозвратных потерь среди незащищенного населения, среднее и сильное разрушение зданий и сооружений
R4=215,0 м	R4=199,4 м	DP4 =15 кПа	Зона слабых разрушений/ слабое и среднее разрушение зданий и сооружений, тяжелые поражения людей
			Зона малых повреждений (разрушение остекления зданий и сооружений)/

R5=645,1 м	R5=598,1 м	DP5 =3 кПа	внешняя граница данной зоны определяет безопасное эвакуационное расстояние, порог поражения людей
------------	------------	------------	---

4. Согласно таблице 3, предельные пороги повреждения зданий и поражения людей (R5) при взрыве топливно-воздушной смеси этановой и пропановой фракций составляют 645,1 м и 598,1 м соответственно. Для обеспечения безопасности объектов и людей минимальные расстояния до отдельно стоящих жилых и производственных домиков/построек сельскохозяйственных ферм/крестьянских хозяйств, огороженных карт для организованного выпаса скота, временных полевых станков (п. 4 таблицы 1) округленно приняты от оси:

- 1) магистральных этанопроводов – 650 м;
- 2) магистральных пропанопроводов – 600 м.

Приложение 4
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Порядок расчета физических свойств транспортируемой продукции

1. Плотность сжиженного газа определяется как масса единицы объема. При изменении температуры она меняется. Для технических расчетов плотность компонентов сжиженного газа определяется по формуле:

$$\rho_T = \rho_{T_0} - \alpha \cdot (T - T_0), \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

где α – коэффициент температурного расширения, кг/(м³·К);
 T_0 – начальная температура, К;

ρ_{T_0}

– плотность при начальной температуре, кг/м³.

2. Плотность смеси сжиженных газов, кг/м³, определяется по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{1}{\frac{m_1}{\rho_1} + \frac{m_2}{\rho_2} + \dots + \frac{m_n}{\rho_n}}, \quad (2)$$

где

$$m_1, m_2, \dots, m_n$$

– массовые доли компонентов

$$(\sum m_i = 1)$$

;

$$\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$$

– плотности компонентов, входящих в состав сжиженного газа.

3. Вязкость сжиженного газа определяется величиной динамического коэффициента вязкости. Аналитически вязкость можно определить по уравнению Андрале-Панченкова:

$$\mu = A \cdot \exp\left(\frac{C}{T}\right), \quad (3)$$

где А и С – экспериментальные коэффициенты;

Т – температура, К.

4. Для расчета вязкости смеси используется формула:

$$\mu_{\text{см}} = \frac{1}{\frac{m_1}{\mu_1} + \frac{m_2}{\mu_2} + \dots + \frac{m_n}{\mu_n}}, \quad (4)$$

где

$$m_1, m_2, \dots, m_n$$

– массовые доли компонентов

$$(m_i = 1);$$

$$\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$$

– динамические коэффициенты вязкости компонентов смеси, Па·С.

Кинематическая вязкость определяется по формуле

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \text{ м}^2/\text{с}.$$

.

5. Давление насыщенных паров – проявляется, когда система жидкость-пар находится в равновесии, основная величина при расчете трубопроводов для сжиженных газов. Упругость паров зависит от температуры и давления. Сжиженные газы обладают свойством взаимной растворимости и с достаточной точностью

подчиняются закону Рауля. Упругость паров жидкой смеси (ее давление) равна сумме парциальных (индивидуальных) давлений паров всех компонентов:

$$P_{см} = \sum P_i = \sum x_i \cdot P_{iнас}, \quad (5)$$

$$P_i = x_i \cdot P_{iнас}, \quad (6)$$

где

P_i –

– парциальное давление паров компонента i , находящегося в жидкой смеси;

x_i – молярная доля компонента i в жидкой смеси;

$P_{iнас}$ – упругость паров чистого компонента i при температуре смеси.

Приложение 5
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Порядок гидравлического и теплового расчета магистральных этанопроводов и пропанопроводов

1. Расчетная часовая производительность трубопровода определяется по формуле:

$$Q_{ч} = \frac{G_{г} k_{н.п.}}{24 \cdot N_p \cdot \rho_{см}}, \frac{м^3}{ч}, \quad (1)$$

где

$G_{г}$ –

– годовая (массовая) производительность трубопровода, млн. т/год;

$k_{н.п.}$ –

– коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной: – для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими трубопроводами и образующими систему,

$$k_{н.п.} = 1,05$$

– одноконтурных трубопроводов, подающих продукцию на заводы, а также одноконтурных трубопроводов, соединяющих систему,

$$k_{н.п.} = 1,07$$

– односторонних трубопроводов, подающих продукцию от пунктов добычи в систему трубопроводов,
 $k_{н.п.} = 1,10$.

2. Значение внутреннего диаметра трубопровода вычисляется по формуле:

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot w}}, \text{ м}, \quad (2)$$

где w – рекомендуемая скорость перекачки продукции, м/с, принимается равной $0,5 \div 1,5$ м/с.

3. Режим движения жидкости в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса определяемым по формуле:

$$Re = \frac{w D_{вн}}{\nu_{см}}, \quad (3)$$

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м.

4. Определяется коэффициент гидравлического сопротивления

При ламинарном режиме течения, то есть при $Re < 2320$, коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4)$$

При турбулентном режиме течения различают три зоны трения: гидравлически гладких труб (λ зависит только от Re), смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости труб ϵ), квадратичного трения (λ зависит только от ϵ). Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса:

$$Re_I = \frac{10}{\epsilon}; Re_{II} = \frac{500}{\epsilon}, \quad (5)$$

где

$$\varepsilon = \frac{k_3}{D_{BH}}$$

– относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость k_3

(принимается равным для новых труб – 0,014) и диаметр.

Условия существования различных зон трения таковы:

1) гидравлически гладкие трубы

$$2320 < Re \leq Re_I; \quad (6)$$

2) зона смешанного трения (переходная зона)

$$Re_I < Re \leq Re_{II}; \quad (7)$$

3) зона квадратичного трения

$$Re > Re_{II}. \quad (8)$$

Для зоны гидравлически гладких труб коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25}. \quad (9)$$

Для зоны смешанного трения I рекомендуется вычислять по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (10)$$

или Исаева:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,81 \lg \left[\frac{6,8}{Re} + \left(\frac{\varepsilon}{3,7} \right)^{1,11} \right]. \quad (11)$$

В зоне квадратического трения значение рекомендуется определять по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \varepsilon^{0,25}, \quad (12)$$

или Никурадзе:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1,74 - 2 \lg 2\varepsilon = 1,14 - 2 \lg \varepsilon. \quad (13)$$

4. Потери напора на трение определяются по формуле:

$$h_T = \lambda \frac{L_p}{D_{вн}} \frac{w^2}{2g}, \quad (14)$$

где L_p – расчетная длина трубопровода, м.

5. Общие потери по длине определяются по формуле:

$$h_{общ} = 1,02 \cdot h_T + \Delta z, \text{ м}, \quad (15)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в трубопроводе;

$$\Delta z = z_K - z_H$$

– разность геодезических отметок, м.

6. Перепад давления в трубопроводе определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{общ}} = h_{\text{общ}} \cdot g \cdot \rho_{\text{см}}, \text{ МПа.} \quad (16)$$

7. Давление в начале трубопровода определяется по формуле:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{общ.}} \quad (17)$$

Температура продукции в конечной точке магистральных этанопроводов и пропанопроводов определяется по формуле Шухова:

$$T_{\text{к}} = \frac{T_{\text{н}} - T_0}{\exp\left(\frac{L}{c_p G R_t}\right) + T_0}, \quad (18)$$

где

$T_{\text{н}}$

– температура продукции в начале трубопровода, °С;

T_0

– температура окружающей среды, °С;

L – длина трубопровода, м;

c_p

– изобарная массовая теплоемкость продукции, Дж/(кг·К);

G

– расход продукции, кг/с;

R_t

– суммарное термическое сопротивление трубопровода по отношению к окружающему воздуху, (м°С)/Вт;

$$R_t = 1/K_{\text{ср.}} \quad (19)$$

Значение коэффициента теплопередачи

$K_{\text{ср}}$

определяется по формуле:

$$K_{\text{ср}} = \frac{\lambda_{\text{гр}}}{D_{\text{н}}} \left[0,65 + \left(\frac{D_{\text{н}}}{h_{0\text{э}}} \right)^2 \right], \quad (20)$$

$$\text{где } h_{0\text{э}} = h_0 + \lambda_{\text{гр}} \left(\frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{\delta_{\text{сн}}}{\lambda_{\text{сн}}} \right),$$

$\lambda_{\text{гр}}$

– коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·К);

$D_{\text{н}}$

– наружный диаметр магистральных этанопроводов и пропанопроводов, м;

h_0

– глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта, м;

$\delta_{\text{сн}}$

– толщина снежного покрова, м;

$\lambda_{\text{сн}}$

– коэффициент теплопроводности снежного покрова, допускается принимать в зависимости от состояния снега:

– снег свежевывавший

$$\lambda_{\text{сн}} = 0,1 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$$

;

– снег уплотненный

$$\lambda_{\text{сн}} = 0,35 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$$

;

– снег тающий

$$\lambda_{\text{сн}} = 0,64 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$$

;

$\alpha_{\text{в}}$

– коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/(м²·К), зависит от среднегодовой скорости ветра и определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{в}} = 6,2 \cdot 4,2 \cdot v, \quad (21)$$

где

v

– скорость ветра, м/с.

Коэффициент теплопроводности грунта

$\lambda_{\text{гр}}$

рассчитывается по следующим формулам:

– для песка

$$10^3 \lg \lambda_{\text{гр}} = -134,2 + 23,89\omega_{\text{гр}} - 2,389T_{\text{гр}} + 442,98\rho_{\text{гр}} - 0,276\omega_{\text{гр}}^2; \quad (22)$$

– для суглинка

$$10^3 \lg \lambda_{\text{гр}} = -711,8 + 8,25\omega_{\text{гр}} + 2,48T_{\text{гр}} - 17,2\rho_{\text{гр}}, \quad (23)$$

– для смешанного грунта (песок, глина суглинок, супесь, песчаник, известняк)

$$10^3 \lg \lambda_{\text{гр}} = -920,27 + 13,9\omega_{\text{гр}} + 3,26T_{\text{гр}} + 18,6\rho_{\text{гр}} - 0,36\omega_{\text{гр}}^2, \quad (24)$$

где

$\omega_{\text{гр}}$

– влажность грунта, %;

$T_{гр}$

– температура грунта на глубине заложения оси магистральных этанопроводов и пропанопроводов, К,

$\rho_{гр}$

– плотность грунта, т/м³.

Приложение 6
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Коэффициенты к расчету трубопровода на прочность и устойчивость

В таблице 1 приведены значения коэффициента .

Таблица 1

№п/п	Характеристика труб	Величина k_1
1	Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100%-й контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2	Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или	1,40

	кованой заготовки, прошедшие 100%-й контроль неразрушающими методами	
3	Сварные из нормализованной или горячекатанной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-й контроль сварных соединений неразрушающими методами	1,47
4	Сварные из горячекатанной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	1,55

В таблице 2 приведены значения коэффициента

k_2 .

Таблица 2

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Сварные из стали с отношением $\frac{R_2^H}{R_1^H} \leq 0,8$	1,15
Сварные из стали с отношением $\frac{R_2^H}{R_1^H} > 0,8$	1,20

В таблице 3 приведены значения коэффициента для магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

Таблица 3

Параметры трубопровода	Величина
Номинальный диаметр до DN400 включительно Избыточное давление от 1,2 до 10 МПа включительно	1,25

В таблице 4 приведены значения коэффициента условий работы m для определения кольцевых напряжений магистральных этанопроводов и пропанопроводов.

Таблица 4

--	--	--	--	--	--

Условия прохождения трассы	1	2	3	4	5
Общая трасса	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
Пересечения и параллельное следование:					
- дороги второстепенного значения	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
- главные дороги , железные дороги, каналы, реки, защитные стоки и озера	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
Узлы запуска и приема очистных и диагностических устройств и многотрубные узлы приема конденсата	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
Трубопроводы в пределах территории насосной перекачивающе й станции, терминалов	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
Специальные конструкции, например, сварные конструкции и трубопроводы по мостам	0,65/0,77	0,65/0,77	0,60/0,67	0,50/0,55	0,45
Примечание: Условия прохождения трассы по показателям плотности населения и сосредоточения людей и персонала, класс условий прохождения трассы учитывается через расчетный коэффициент для определения кольцевых напряжений в трубопроводе классифицируются в соответствии с СТ РК ISO 13623.					

В таблице 5 приведены значения коэффициента надежности по нагрузке n.
Таблица 5

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузки и воздействие	Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надежности по нагрузке n
		подземный (в насыпи)	надземный	
	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)

Постоянные	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и другие)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление	+	+	1,15
	Масса продукции или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+	1,40
	Ветровая нагрузка	-	+	1,20
	Гололедная нагрузка	-	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
Особые	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных	+		1,00

	грунтов при замачивании)		+	
Примечания: 1 Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак "-" – не учитываются. 2 Значения коэффициента надежности по нагрузке, указанные в скобках, принимается при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции. 3 Плотность воды следует принимать с учетом засоленности и наличия в ней взвешенных частиц. 4 Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации в трубопроводе возможно полное или частичное заполнение внутренней полости водой или конденсатом, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукции. 5 Для защиты магистральных этанопроводов и пропанопроводов от повышения давления система автоматизации обеспечивает отключение магистральной насосной станции, при повышении давления в трубопроводе до величины, равной 1,09 от допустимого рабочего давления на выходе магистральной насосной станции.				

Приложение 7
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Порядок производства работ при пропуске средства очистки и диагностики по магистральным этанопроводам и пропанопроводам

1. Запасовка и запуск средства очистки и диагностики производится по разрешению производственно-диспетчерской службы эксплуатирующей организацией.
2. Запасовка средства очистки и диагностики в камеру запуска относится к газоопасным работам и выполняется по наряду-допуску.
3. Вытеснение этановой фракции/ пропановой фракции из камеры запуска производится путем закачки метанола или инертного газа с вытеснением продукции в трубопровод или сжиганием на амбар.
4. Производится осмотр камеры запуска (полость камеры, затвор, уплотнительное кольцо), обнаруженные неисправности требуется устранить, посторонние предметы удалить.
5. Запасовать средство очистки и диагностики в камеру и протолкнуть до входа первых манжет в сужение камеры запуска, используя специальное приспособление для запасовки.
6. Закрывать затвор камеры запуска и произвести запуск средств очистки и диагностики.
7. Пропуск средств очистки и диагностики проводится согласно специально разработанной инструкции по проведению очистки или внутритрубной диагностики, согласованной с организацией, проводящей обследование этанопровода и пропанопровода.

8. Прием и извлечение средства очистки и диагностики из камеры приема. Извлечение средства очистки и диагностики из камеры приема производится по разрешению производственно-диспетчерской службы эксплуатирующей организации.

9. Извлечение средства очистки и диагностики из камеры приема относится к газоопасным работам и выполняется по наряду-допуску.

10. После прихода средства очистки и диагностики в камеру транспортируемый продукция пойдет через обводную линию.

11. Вытеснить этановую фракцию/ пропановую фракцию метанолом или инертным газом в трубопровод или произвести сжигание ее на амбар.

12. Провести выемку средства очистки и диагностики, произвести опрессовку камеры приема проверив ее на наличие утечек.

13. О выполненных операциях по приему средства очистки и диагностики информируется производственно-диспетчерская служба эксплуатирующей организации. Прием и извлечение средства очистки и диагностики производится согласно разработанной инструкции по проведению внутритрубной диагностики.

14. В случае остановки внутритрубного оборудования выполняются следующие мероприятия:

1) на участке от последнего зафиксированного места прохождения средства очистки и диагностики производится пеший обход эксплуатационным персоналом для определения местоположения посредством прослушивания шума перетока продукции, анализа показаний телемеханики. Представители подрядчика подрядной организации выполняют совместный поиск с применением специальной аппаратуры (локатор сигнализатора прохождения поршня);

2) после обнаружения места остановки средства очистки и диагностики (отвод, тройник, линейный участок), определяется возможная причина остановки. Присутствующими на месте проведения работ представителями подрядной организации, эксплуатирующей организацией принимается решение о дальнейших действиях;

3) при наличии технической возможности производится попытка страгивания средства очистки и диагностики с места застревания посредством создания перепада давления и увеличения расхода транспортируемой среды. В зависимости от места остановки возможно страгивание средства очистки и диагностики обратным перепадом давления. Максимально допустимый перепад давления определяется ответственным специалистом подрядной организации, выполняющим внутритрубную диагностику. Для исключения гидратообразования и создания более эффективных условий для страгивания средства очистки и диагностики с участка остановки этанопровода и пропанопровода при необходимости создается жидкостная пробка посредством закачки в трубопровод метанола;

4) если средство очистки и диагностики не продолжило движение при максимально допустимом перепаде давления и максимально возможном расходе транспортируемой среды, выполняется, по согласованию с подрядчиком, пропуск дополнительного скребка с установленным сигнализатором для сталкивания средства очистки и диагностики с места остановки;

5) в случае, если средство очистки и диагностики не было стронуту пропуском дополнительного скребка, разрабатывается отдельная программа по извлечению средства очистки и диагностики из трубопровода. Решение о последовательности, объеме и сроках выполнения вышеуказанных мероприятий программы, а также других мероприятий, не указанных в данном разделе, которые принимаются в зависимости от конкретной сложившейся ситуации, принимает главный инженер эксплуатирующей организации;

15. В рамках реализации программы по извлечению средств очистки и диагностики силами эксплуатирующей организации раскапывается шурф, методами неразрушающего контроля уточняется фактическое расположение средства очистки и диагностики в трубе (с нанесением отметок о местоположении на трубу) и проводятся огневые работы по демонтажу средств очистки и диагностики с последующим восстановлением целостности трубопровода.

16. План действий в случае прихода в камеру неисправных, разрушенных средств очистки и диагностики. В случае прихода в камеру приема неисправного либо разрушенного средства очистки и диагностики проводится анализ возможных причин возникшей ситуации и принятие решения об их устранении с оформлением соответствующего акта:

1) повреждение средства очистки и диагностики – проверка открытия запорной арматуры силами эксплуатирующей организации, возможно – повторный пропуск скребка-калибра с целью определения минимального проходного сечения;

2) механические повреждения средства очистки и диагностики – анализ силами подрядной организации записанной информации с целью определения дистанции возникновения повреждений и качества полученных данных. При недостаточном качестве данных – ремонт силами подрядной организации и повторный пропуск средства очистки и диагностики после обследования в шурфе участка на дистанции возникновения повреждения (при необходимости производится ремонт дефектного участка трубопровода силами эксплуатирующей организации);

3) отказ электроники средства очистки и диагностики – ремонт силами подрядной организации и повторный пропуск.

17. При работе с метанолом и инертными газами при вытеснении этановой и пропановой фракции из камеры приема/запуска средства очистки и диагностики следует соблюдать меры безопасности и следовать правилам охраны труда и санитарным нормам.

Приложение 8
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Перечень взаимосвязанных стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования этановых и пропановых фракций в сжиженном состоянии"

№ п/п	Элемент технического регламента	Обозначение взаимосвязанного стандарта	Наименование взаимосвязанного стандарта	Примечание
1.	Глава 3	ГОСТ 32569-2013	"Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах"	
2.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 16037-80	"Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры"	
3.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 23055-78	"Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля"	
4.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 23118-2019	"Конструкции стальные строительные. Общие технические условия"	
			"Резервуары вертикальные цилиндрические"	

5.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 31385-2023	стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия"	
6.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ ISO 3183-2015	"Трубы стальные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия"	
7.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 32867-2014	"Дороги автомобильные общего пользования. Организация строительства. Общие требования"	
8.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34182-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения"	
9.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34563-2019	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования"	
10.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34737-2021	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование"	
11.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.602-2016	"Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии"	
12.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 5264-80	"Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные	

			элементы и размеры "	
13.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 8713-79	"Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные т и п ы , конструктивные элементы и размеры "	
14.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 13623- 2010	"Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортирования по трубопроводам"	
15.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 19285- 2019	"Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль фазированными решетками. Уровни приемки"	
16.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9544-2015	"Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов"	
17.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34181-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения"	
18.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 1916-2009	"Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию"	
19.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2893-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Методика оценки энергоэффективнос т и газотранспортных объектов и систем"	

20.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 31532-2012	"Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения"	
21.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.014-78	"Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования"	
22.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.032-74	"Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения"	Применяется до 01.06.2026 г.
23.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 35094-2024	Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения	Взамен ГОСТ 9.032-74
24.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.104-2018	"Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации"	
25.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.301-2025	Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Общие требования	
26.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 9.402-2004	"Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию"	

27.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2888-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений"	
28.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2894-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Критерии защищенности от коррозии для участков газопроводов, проложенных в высокоомных (скальных, песчаных , многолетнемерзлых) грунтах"	
29.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2897-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования"	
30.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 3077-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Защита от коррозии. Основные положения"	
31.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 12.1.030-81	"Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление"	
32.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 12.4.026-2015	"Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и	

			характеристики. Методы испытаний"	
33.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34366-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Контроль качества строительно-монтажных работ. Основные положения"	
34.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 1915-2009	"Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к проведению изоляционно-укладочных работ и сооружению средств электрохимической защиты от коррозии"	
35.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2885-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Инструкция по электрометрическому обследованию подземных технологических трубопроводов компрессорных станций"	
36.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2892-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Организация коррозионных обследований объектов газотранспортных организации. Основные требования"	
37.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 3080-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Техническое диагностирование"	

			силовых трансформаторов энергохозяйства"	
38.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 3081-2017	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Руководство по эксплуатации, диагностике и ремонту волоконно-оптических линий связи"	
39.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ГОСТ Р 51164-2005	"Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии"	
40.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ГОСТ Р 55999-2016	"Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования"	
41.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 27751-2014	"Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения"	
42.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34994-2023	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Приемка и ввод в эксплуатацию объектов магистрального трубопровода. Основные положения"	
43.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2953-2017	"Фракция этановая. Технические условия"	
44.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2954-2017	"Фракция пропановая. Технические условия"	
45.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ ISO 3183-2015	"Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой"	

			промышленности. Общие технические условия"	
46.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК 2025-2017	"Дороги автомобильные общего пользования . Техническая классификация"	
47.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ИСО 16708-2008	"Промышленность нефтяная и газовая. Системы транспортных трубопроводов Надежность на основе методов анализа предельных значений"	
48.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34.603-92	"Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем"	
49.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 21.002- 2014	"Межгосударственный стандарт. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации"	
50.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 6651-2009	"Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний"	
51.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 10006-80	"Трубы металлические. Метод испытания на растяжение"	
52.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 12.2.063-2015	"Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности"	
53.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 12503-75	"Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования"	

54.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ ISO 16809-2022	"Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль толщины"	
55.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 17410-2022	"Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии"	
56.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 1778-2022	"Металлопродукция из сталей и сплавов. Металлографические методы определения неметаллических включений"	
57.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 20426-82	"Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения"	
58.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 27.203-83	"Надежность в технике. Технологические системы. Общие требования к методам оценки надежности"	
59.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 15150-69	"Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды"	
			"Система проектной документации для	

60.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 21.206-2012	строительства. Условные обозначения трубопроводов"	
61.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO/IEC 30134-4-2019	"Информационные технологии. Центры обработки данных. Ключевые показатели эффективности. Часть 4. ИТ-оборудование энергоэффективнос ть для серверов (ITEEsv)"	
62.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 15609-1- 2019	"Технические требования и оценка процедур сварки металлических материалов. Технические требования к процедуре сварки. Часть 1. Дуговая сварка"	
63.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ ISO 15609-1- 2019	"Технические требования и оценка процедур сварки металлических материалов Технические требования к процедуре сварки Часть 1 Дуговая сварка"	
64.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 15613- 2014	"Технические требования и аттестация процедур сварки металлических материалов. Аттестация, основанная на предпроизводствен ном испытании сварки"	
65.	Глава 4	СТ РК 34.014-2002	"Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированны	

			е системы. Автоматизированны е системы. Термины и определения"	
66.	Глава 7	ГОСТ 34969-2023	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов"	

Приложение 9
к техническому регламенту
"О требованиях к
магистральным трубопроводам
для транспортирования
этановых и пропановых фракций
в сжиженном состоянии"

Перечень стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований технического регламента "О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования этановых и пропановых фракций в сжиженном состоянии"

№ п/п	Элемент технического регламента	Обозначение стандарта	Наименование стандарта	Примечание
1.	Главы 4 и 5	ГОСТ 14782-86	"Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые"	
2.	Главы 4 и 5	ГОСТ 18442-80	"Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования"	
3.	Главы 4 и 5	ГОСТ 20415-82	"Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения"	
4.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 9934-1- 2021	"Контроль неразрушающий. Магнитопорошковы й контроль. Часть 1. Общие принципы"	
				Взамен ГОСТ 21105 -87 в части требований к

5.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 9934-2-2021	"Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый контроль. Часть 2. Дефектоскопические материалы"	основным свойствам материалов, используемых в магнитопорошковом контроле (включая магнитные суспензии, магнитный порошок, дисперсионную среду, контрастные краски), а также способам проверки их свойств
6.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 9934-3-2021	"Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый контроль. Часть 3. Оборудование"	Взамен ГОСТ 21105-87 в части основных требований к оборудованию для намагничивания, размагничивания, освещения, измерения и осмотра объекта при проведении магнитопорошкового контроля
7.	Главы 4 и 5	ГОСТ 23338-91	"Сварка металлов. Методы определения содержания диффузионного водорода в наплавленном металле и металле шва"	
8.	Главы 4 и 5	ГОСТ 25225-82	"Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод"	
9.	Главы 4 и 5	ГОСТ 28277-89	"Контроль неразрушающий. Соединения, сварные. Электрорадиографический метод. Общие требования"	
10.	Главы 4 и 5	ГОСТ 3242-79	"Соединения сварные. Методы контроля качества"	

11.	Главы 4 и 5	ГОСТ 6996-66	"Сварные соединения. Методы определения механических свойств"	
12.	Главы 4 и 5	ГОСТ 7122-81	"Швы сварные и металл наплавленный. Методы отбора проб для определения химического состава"	
13.	Главы 4 и 5	ГОСТ 7512-82	"Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод"	
14.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 17636-1-2017	"Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 1. Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением пленки"	
15.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 17636-2-2017	"Неразрушающий контроль сварных соединений. Радиографический контроль. Часть 2. Способы рентгено- и гаммаграфического контроля с применением цифровых детекторов".	
16.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 17635-2018	"Неразрушающий контроль сварных соединений. Общие правила для металлических материалов"	
			"Неразрушающий контроль сварных соединений.	

17.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 11666-2024	Ультразвуковой контроль. Уровни приемки"	
18.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 16810-2014	"Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль. Общие принципы"	
19.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 16827-2016	"Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль. Определение характеристик и размера несплошностей"	
20.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 16826-2016	"Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль. Выявление несплошностей, перпендикулярных к поверхности"	
21.	Главы 4 и 5	СТ РК ASTM E 273-2015	"Стандартная практика ультразвукового исследования зоны сварного соединения трубопроводных и насосно-компрессорных сварных труб"	
22.	Главы 4 и 5	СТ РК 1917-2009	"Промышленность нефтяная и газовая. Сварные соединения магистральных газопроводов. М е т о д магнитографического контроля"	
23.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 10893-4-2017	"Трубы стальные бесшовные и сварные. Часть 4. Контроль методом проникающих веществ для обнаружения поверхностных дефектов"	

24.	Главы 4 и 5	ГОСТ ISO 17638-2018	"Неразрушающий контроль сварных соединений. Магнитопорошковый контроль"	
25.	Главы 4 и 5	ГОСТ 18353-79	"Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов"	
26.	Главы 4 и 5	ГОСТ 23479-79	"Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования"	
27.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 17637-2019	"Контроль неразрушающий сварных соединений. Визуальный контроль сварных швов, полученных сваркой плавлением"	
28.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 377-2015	"Сталь и стальные изделия. Расположение и подготовка проб и образцов для механических испытаний"	
29.	Главы 4 и 5	СТ РК ISO 17640-2013	"Контроль неразрушающий сварных соединений. Ультразвуковой контроль. Методы, уровни контроля и оценка"	
30.	Главы 4 и 5	СТ РК 1572-1-2006	"Трубопроводы стальные магистральные. Методы контроля защитных покрытий. Часть 1. Методы контроля адгезии"	
31.	Главы 4 и 5	СТ РК 2818-2016	"Контроль неразрушающий. Визуальный контроль основного материала и	

			сварных соединений (наплавки)"	
32.	Главы 4 и 5, приложение 7	СТ РК 2509-2014	"Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов. Контроль коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе внутритрубной диагностики"	
33.	Главы 4 и 5	СТ РК 2889-2016	"Магистральный трубопроводный транспорт газа. Неразрушающий контроль тройников и тройниковых соединений технологических трубопроводов компрессорных станций. Нормы оценки и методы проведения работ"	
34.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 8.587-2019	"Государственная система обеспечения единства измерений . Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений"	
35.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 14920-2024	" Г а з ы нефтепереработки и газопереработки. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии"	
36.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 10679-2019	" Г а з ы углеводородные сжиженные. Метод определения углеводородного состава"	
			"Этилен и пропилен .	

37.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 24975.1-2015	Хроматографические методы анализа"	
38.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ASTM Д 5623-2011	"Нефтепродукты. Определение серосодержащих соединений методом газовой хроматографии и селективного обнаружения серы"	
39.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 22985- 2017	" Г а з ы углеводородные сжиженные Метод определения сероводорода, меркаптановой серы и серооксида углерода"	
40.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 33690-2015	" Нефть и нефтепродукты. Определение сероводорода, метил- и этилмеркаптанов методом газовой хроматографии"	
41.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 20448–2018	" Г а з ы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия"	Применяется до 01.07.2030
42.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 34858-2022	" Г а з ы углеводородные. Сжиженные топливные. Технические условия"	ВЗАМЕН ГОСТ 20448-2018, ГОСТ 27578-2018
43.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 28656–2019	" Г а з ы углеводородные сжиженные. Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров"	
44.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ASTM E 384-2016	"Стандартный метод испытаний для микроиндентирования"	

			ия твердости материалов"	
45.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ASTM A370-2018	"Техническое испытание стальных изделий стандартный метод и определения"	
46.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ASTM E92-2019	"Стандартные методы измерений твердости по Виккерсу и Кнупу металлических материалов"	
47.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 6892-1-2017	"Материалы металлические. Испытание на растяжение Часть 1 Метод испытания при комнатной температуре"	
48.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ГОСТ Р ИСО 6507-1-2010	"Металлы и сплавы. Измерение твердости по Виккерсу. Часть 1: Метод измерений"	
49.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ИСО 6508-1-2017	"Материалы металлические. Испытание на твердость по Роквеллу Часть 1 Метод испытания"	
50.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ASTM E18-2016	"Стандартные методы контроля твердости по Роквеллу и поверхностной твердости по Роквеллу металлических материалов"	
51.	Главы 4, 5 и 6	СТ РК ISO 148-1-2017	"Материалы металлические. Испытание на ударный изгиб на маятниковом копре по Шарпи Часть 1 Метод испытания"	
52.	Главы 4, 5 и 6, приложение 1	ГОСТ 21443-75	"Г а з ы углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт"	

53.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 15150-69	"Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды"	
54.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 33702-2015	"Системы измерений количества и показателей качества газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие технические требования"	
55.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 6651-2009	"Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний"	
56.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 10006-80	"Трубы металлические. Метод испытания на растяжение"	
57.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 12503-75	"Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования"	
58.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ ISO 16809-2022	"Контроль неразрушающий. Ультразвуковой контроль толщины"	
			"Контроль неразрушающий. Трубы металлические"	

59.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 17410-2022	бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии"	
60.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 1778-2022	"Металлопродукция из сталей и сплавов. Металлографические методы определения неметаллических включений"	
61.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 20426-82	"Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения"	
62.	Главы 4, 5 и 6	ГОСТ 27.203-83	"Надежность в технике. Технологические системы. Общие требования к методам оценки надежности"	
63.	Глава 7	ГОСТ 34969-2023	"Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов"	
64.	Глава 4	ГОСТ 9454-2025	"Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах"	
65.	Приложение 1	СТ РК ASTM D 7833-2022	"Стандартный метод определения углеводородов и неуглеводородных газов в газовых смесях методом газовой хроматографии"	
			"Промышленность нефтяная и газовая стандартный метод исследования для	

66.	Приложение 1	СТ РК ASTM D 5504-2015	определения соединений серы в природном газе и газовом топливе при помощи газовой хроматографии и хемилюминесценции"	
67.	Приложение 1	СТ РК АСТМ Д 2163-2011	"Газы нефтяные сжиженные. Метод определения углеводородного состава при помощи газовой хроматографии"	
68.	Приложение 1	СТ РК ASTM D2713-2018	"Стандартный метод определения содержания влаги в пропане (метод замерзания клапана)"	
69.	Приложение 1	СТ РК ASTM D 2598-2015	"Газы нефтяные сжиженные Определение физических свойств методом композиционного анализа"	