



Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов

Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 354.
Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 12 февраля 2015 года № 10240

В соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите» **ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов.

2. Комитету индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан (Ержанову А.К.) обеспечить:

1) в установленном законодательством порядке государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан, направление копии на официальное опубликование в периодических печатных изданиях и в информационно-правовой системе «әділет» республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан»;

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1), 2) и 3) пункта 2 настоящего приказа.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на вице-министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан Рау А.П.

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

*Министр
по инвестициям и развитию
Республики Казахстан*

А. Исекешев

*«СОГЛАСОВАН»:
Министр национальной экономики
Республики Казахстан
_____ Е. Досаев
12 января 2015 года*

*«СОГЛАСОВАН»:
Исполняющий обязанности
Министра энергетики
Республики Казахстан
_____ У. Карабалин
8 января 2015 года 2015 года*

Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов

1. Общие положения

1. Настоящие Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов (далее - Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 14) статьи 12-2 Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года «О гражданской защите» и определяют порядок обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов (далее - МТ).

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

- 1) неисправность - событие, заключающее в кратковременном нарушении работоспособного состояния оборудования, объекта, сооружений не повлекшее изменение технологического режима;
- 2) газораспределительная станция (далее - ГРС) - составная часть магистрального газопровода, включающая: здания, сооружения с оборудованием, средствами и системами для регулирования давления, очистки, одоризации и учета количества газа перед подачей его потребителю;
- 3) ликвидация - комплекс мероприятий по демонтажу и (или) перепрофилированию магистрального трубопровода и приведению окружающей среды в состояние, безопасное для жизни и здоровья человека и пригодное для дальнейшего использования;
- 4) ремонт - комплекс мероприятий (операций) по восстановлению исправности или работоспособности полного или частичного эксплуатационного ресурса линейной части магистрального трубопровода и (или) его объектов;
- 5) одоризация - придание запаха газу с целью обнаружения и устранения утечки газа, подаваемого потребителю;
- 6) компрессорная станция (далее - КС) - составная часть магистрального газопровода, включающая: здания, сооружения, технические устройства, средства и системы для создания и поддержания давления, обеспечивающего транспортировку газообразных углеводородов по линейной части магистрального трубопровода;
- 7) внутритрубная диагностика - комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах трубопровода с применением внутритрубных инспекционных приборов (снарядов), в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля;
- 8) дефекты трубопровода - отклонения геометрических или конструктивных параметров трубопровода, толщины стенки или показателя качества металла трубы (сварного шва), выходящие за рамки требований действующих нормативно-технических документов, возникшие при строительстве или эксплуатации трубопровода;
- 9) отвод (ответвление) трубопровода - трубопровод, предназначенный для подачи транспортируемого продукта от магистрального трубопровода до приемо-сдаточных пунктов, газораспределительных станций, населенных пунктов, отдельных потребителей;
- 10) объекты магистрального трубопровода - связанные в единый технологический процесс устройства, оборудование, строения, здания и сооружения с занимаемыми ими земельными участками, состав объектов и технические параметры магистрального трубопровода определяются проектной документацией;
- 11) магистральный трубопровод - единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части и объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции, соответствующий требованиям технических регламентов и национальных стандартов;
- 12) инцидент на магистральном трубопроводе - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте магистрального трубопровода, а также отклонение

от режима технологического процесса на МТ;

13) эксплуатация магистрального трубопровода - деятельность, необходимая для непрерывного, надлежащего и эффективного функционирования магистрального трубопровода, включающая в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление;

14) линейная часть магистрального трубопровода (далее - ЛЧ МТ) - подземные, подводные, наземные, надземные трубопроводы, по которым осуществляется непосредственная транспортировка продукции;

15) 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, несовместимые с целями ее установления;

16) опасные производственные объекты магистрального трубопровода - участок линейной части магистрального трубопровода, головные и промежуточные насосные и компрессорные станции, здания и сооружения, газораспределительная станция, наливные насосные станции, станции снижения давления, станции подогрева нефти, резервуарный парк, установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов, линии электропередач и устройства электроснабжения, предназначенные для дистанционного управления запорной арматурой и электрохимической защитой, дороги, вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы ЛЧ МТ и подъезды к ним;

17) авария на объекте магистрального трубопровода - полное или частичное разрушение трубопровода, резервуаров, технических устройств в результате нарушения технологического процесса или превышения срока эксплуатации;

18) минимальные расстояния - расстояния от зданий, сооружений, технических устройств до магистральных трубопроводов, при которых уровень риска является приемлемым;

19) транспортировка продукции - процесс приема, сдачи, перекачки продукции по магистральному трубопроводу от пункта ее приема от отправителя до пункта сдачи получателю, слива, налива, передачи продукции в магистральные трубопроводы, перевалки на другой вид транспорта, хранения, смешения;

20) реконструкция - комплекс мероприятий по переустройству магистрального трубопровода, предусматривающий улучшение его качественных показателей;

21) наряд-допуск - задание на производство работ, оформляемое при проведении строительно-монтажных работ на территории действующего предприятия, когда имеется или может возникнуть производственная опасность, исходящая от действующего предприятия;

22) надежность - свойство объектов магистрального трубопровода выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных технологическим регламентом эксплуатационных показателей в заданных пределах;

23) насосная перекачивающая станция (далее - НПС) - составная часть магистрального трубопровода, представляющая собой комплекс зданий, сооружений и технических устройств, предназначенный для приема, хранения и подачи транспортируемых жидких углеводородов в линейную часть магистральных трубопроводов;

24) технический коридор - территория, по которой проходят магистральный трубопровод или система параллельно проложенных магистральных трубопроводов и коммуникаций;

25) техническое диагностирование - комплекс работ и организационно-технических мероприятий для определения технического состояния магистрального трубопровода;

26) техническое обслуживание - контроль за техническим состоянием, очистка, смазка, регулировка и другие операции по поддержанию работоспособности и исправности объектов магистрального нефтепровода;

27) технологический регламент - документ, определяющий технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и технологию производства продукции, безопасные условия работы, утверждаемый техническим руководителем;

28) обвалование - сооружение в виде земляного вала или ограждающей стенки вокруг резервуарного парка, отдельных участков линейной части трубопровода для защиты от разлива

жидких опасных веществ.

3. При вводе опасных производственных объектов (далее - ОПО) МТ в эксплуатацию проверяется готовность эксплуатирующей организации объекта МТ к эксплуатации, а также к локализации и ликвидации последствий аварий.

Для всех ОПО эксплуатирующая организация до начала эксплуатации разрабатывает и утверждает согласованный с аварийно-спасательными службами и формированиями план ликвидации аварий (далее - ПЛА), включающий анализ возможных опасностей и аварий, меры по предупреждению и снижению риска аварий, оперативные действия персонала по локализации и ликвидации последствий аварии.

4. На объектах МТ разрабатываются и находятся на рабочих местах:

- 1) эксплуатационная и техническая документация;
- 2) проект на строительство объектов МТ;
- 3) технологические регламенты;

4) ПЛА, учитывающие факторы опасности и регламентирующие действия персонала, средства и методы, используемые для ликвидации аварийных ситуаций, предупреждения аварий, для максимального снижения тяжести их возможных последствий (выписки из оперативной части).

5. На каждый ОПО составляется паспорт, в котором указываются основные характеристики объекта и установленного оборудования, технологические схемы трубопроводов. В паспорте отражаются проведенные работы по реконструкции и модернизации существующих, строительству новых потенциально опасных объектов и сооружений на территории ОПО.

Паспорт опасного производственного объекта утверждается техническим руководителем ОПО или территориального производственного подразделения.

6. ПЛА разрабатывается с учетом территориально-административного деления, состояния инфраструктуры, экологических, геологических, природных и других особенностей региона расположения объекта МТ, а также с указанием в ПЛА:

- 1) порядка оперативных действий персонала по предотвращению и локализации аварий;
- 2) способы и методы ликвидации аварий и их последствий;
- 3) порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижению тяжести возможных последствий аварий;
- 4) порядок эвакуации людей, не занятых ликвидацией аварии за пределы опасной зоны;
- 5) географическое положение объектов МТ;
- 6) наличие переходов через искусственные и естественные препятствия;
- 7) расположение и наличие автомобильных, железнодорожных и водных путей сообщения и других параметров;
- 8) диаметр и количество параллельно проложенных участков ЛЧ МТ.

2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при техническом обслуживании

7. ЛЧ МТ проектируется и прокладывается на основе анализа природно-климатических особенностей территории, расположения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на МТ.

8. Потенциально опасные (критические) участки:

- 1) участки трассы МТ вблизи населенных пунктов;
- 2) пересечения линии электропередач, инженерные сооружения, автомобильные и железные дороги;
- 3) сооружения проложенные вдоль проектируемой трассы;
- 4) водные переходы;
- 5) участки, проходящие в особых природных условиях и по землям особо охраняемых природных территорий определяются на этапе проектирования ЛЧ МТ.

9. При проектировании потенциально опасных участков трубопроводов должны предусматриваться следующие меры безопасности, снижающие риск воздействия опасных факторов:

- 1) увеличение толщины стенки трубопровода;
- 2) увеличение глубины залегания трубопровода;
- 3) повышение требований к защитному покрытию;
- 4) применение защитного футляра;
- 5) прокладка в тоннеле;
- 6) обустройство дополнительных обвалований и защитных стенок;
- 7) укрепление грунта (берегов);
- 8) устройство отводящих систем (каналов, канав, арыков, обвалований и канализаций);
- 9) повышение требований к испытаниям трубопровода на прочность;
- 10) ведение непрерывного мониторинга технического состояния и контроля параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода.

10. Запорная арматура, устанавливаемая на ЛЧ МТ, должна обеспечивать возможность дистанционного и местного управления МТ.

При подземной прокладке МТ арматура и обвязка линейной запорной арматуры должна проектироваться с надземным выводом приводов.

Оборудование и арматура, устанавливаемая на открытом воздухе без укрытия должна соответствовать климатическому району размещения площадочных сооружений.

11. Проектом должно предусматриваться отключение каждого агрегата НПС/КС при помощи запорной арматуры с дистанционно управляемым приводом.

12. Расстояние между НПС определяется с учетом гидравлического расчета.

Проектные решения по планировке и размещению оборудования НПС должны предусматривать ограждение наружных площадок высотой не менее 1,2 метра.

13. На основании проектной документации эксплуатирующая организация разрабатывает план организации работ на консервацию и ликвидацию объектов МТ.

План организации работ включает перечень организационных и технических мероприятий по выводу из эксплуатации, консервации и ликвидации объектов МТ, порядок и методы их выполнения, состав и объемы работ в соответствии с настоящими Правилами.

В плане организации работ предусматриваются вопросы документального оформления всех проводимых работ, порядок контроля и отчетности, сроки выполнения работ.

При обнаружении отступлений от требований проектной документации, выявлении фактов использования материалов, не предусмотренных проектной документацией, нарушений порядка и качества выполнения работ, строительно-монтажные работы приостанавливаются, а обнаруженные нарушения устраняются.

14. До начала пуско-наладочных работ и работ по комплексному опробованию эксплуатирующая организация укомплектовывает вводимые объекты МТ обслуживающим персоналом и специалистами соответствующей квалификации, проектная организация разрабатывает технологический регламент по эксплуатации магистрального трубопровода, которая не входит в состав проектной документации, предназначенной для строительства магистрального трубопровода.

15. Технологический регламент должен соответствовать проектным техническим решениям, действительным характеристикам и условиям работы объектов МТ.

Технологический регламент на эксплуатацию объектов МТ включает:

- 1) характеристики МТ, оборудования площадочных объектов и перекачиваемых углеводородов;
 - 2) технологические режимы работы МТ;
 - 3) порядок контроля за целостностью МТ, опасными производственными факторами;
 - 4) порядок обнаружения утечек;
 - 5) порядок контроля за режимом перекачки;
 - 6) порядок приема, поставки и учета перекачиваемых углеводородов;
 - 7) схемы ЛЧ МТ и площадочных объектов (принципиальные и технологические);
 - 8) сжатый продольный профиль ЛЧ МТ;
 - 9) характеристики технических устройств, применяемых на ОПО МТ;
 - 10) перечень нормативно-технической документации по обеспечению безопасного ведения технологического процесса, технического обслуживания, действия персонала в аварийных ситуациях.
- Технологический регламент разрабатывается до ввода объекта в эксплуатацию и пересматривается в случае изменения требований промышленной безопасности, параметров ведения

технологического процесса.

16. Территория размещения объектов МТ должна обеспечивать возможность проведения строительно-монтажных работ с использованием грузоподъемной и специальной техники, размещения мест складирования оборудования и строительных материалов.

17. Производственные объекты МТ для транспортировки газообразных углеводородов, газового конденсата и сжиженных углеводородных газов должны размещаться преимущественно с подветренной стороны (с учетом ветров преобладающего направления по годовой «розе ветров») относительно прилегающих объектов производственной и непромышленной сферы, жилой застройки, мест массового скопления людей.

Не допускается размещение указанных объектов на пониженных участках рельефа местности с плохим естественным проветриванием, в районах с преобладающими ветрами со скоростью до 1 метров в секунду, с длительными или часто повторяющимися штилями, инверсиями, туманами (за год более 30-40 процентов, в течение зимы более 50-60 процентов зимнего периода).

18. Площадочные объекты и ЛЧ МТ для транспортировки нефти и нефтепродуктов должны размещаться ниже населенных пунктов по рельефу местности.

При разработке конструктивных решений, обеспечивающих надежность и целостность трубопроводов нефти и нефтепродуктов строительство вдоль трубопровода сооружений по сбору разлившегося продукта не допускается.

19. Территория размещения оборудования, трубопроводов и систем НПС/КС должны обеспечивать возможность контроля их технического состояния.

Расположение трубопроводов и оборудования НПС/КС должны выполняться с учетом обеспечения компенсации продольных перемещений от изменения температуры стенок труб и напряжений от вибрационных и динамических нагрузок во время работы насосных и газоперекачивающих агрегатов.

20. Применяемый способ регулирования давления должен обеспечивать работу НПС/КС при давлении, поддерживаемом в установленных для нее пределах. Системы регулирования должны осуществлять постоянный контроль давления на выходе и предотвращать превышение предельного значения выходного давления на ЛЧ МТ.

Оборудование, трубы, арматура, фланцевые соединения и фасонные детали на всасывающих и нагнетательных линиях КС должны рассчитываться на прочность по максимальному расчетному давлению нагнетания.

21. В качестве мер по предотвращению гидратообразования должен предусматриваться ввод реагента в газопроводы, общий или частичный подогрев газа с помощью подогревателей.

22. При аварийной разгерметизации оборудования НПС/КС время срабатывания отключающих устройств должно быть не менее времени отключения источников давления.

Объединять системы продувочных, сбросных линий и линий сброса газа с предохранительных клапанов не допускается.

23. Системы сброса газа из свечей рассеивания должна обеспечивать безопасные условия рассеивания газа с учетом местных климатических условий, включая «розу ветров».

24. Технологическое оборудование ГРС должно быть рассчитано на рабочее давление подводящего газопровода - отвода.

При установке регуляторов давления газа на каждой линии редуцирования, производится подбор оборудования ГРС на рабочее выходное давление после регулятора.

25. Любые работы, кроме сельскохозяйственных, в охранной зоне МТ, независимо от производителя работ, выполняются с оформлением разрешения на ведение работ в охранной зоне и под контролем эксплуатирующей организации. Проведение в охранной зоне магистрального трубопровода агротехнических работ для выращивания полевых сельскохозяйственных культур с пахотной глубиной более 35 сантиметров не допускается.

26. При техническом обслуживании объектов МТ обеспечивается поддержание работоспособности и исправности объектов, проверке технического состояния охранной зоны и прилегающей территории линейной части, а также объектов магистрального трубопровода.

Утечка природного газа или нефти, нарушение зон минимальных расстояний от трубопроводов до зданий и сооружений различного назначения, повреждения наземного оборудования электрохимической защиты, телемеханики, связи, электроснабжения не допускаются. Открытые участки трубопроводов, которые не были засыпаны после проведения работ по техническому

обслуживанию и ремонту, размывы поверхности трассы, повлекшие уменьшения глубины засыпки трубопровода минимум - 0,8 метра до верхней образующей должны быть засыпаны и приведены в безопасное состояние.

27. Земляные работы на ЛЧ МТ проводятся с письменного разрешения, эксплуатирующей организации.

Информационные запрещающие или предупреждающие знаки, установленные на участках пересечений с судоходными реками, автомобильными и железными дорогами, другими трубопроводами и подземными коммуникациями должны своевременно ремонтироваться или обновляться.

Посадка древесных насаждений, препятствующих проведению работ по техническому обслуживанию и ремонту трубопровода не допускается.

28. Ограждения наземного оборудования трубопроводов (площадки линейной запорной арматуры, узлов запуска - приема внутритрубных средств) защитные, водопропускные, противоэрозионные сооружения и постоянные реперы должны своевременно ремонтироваться и восстанавливаться.

Узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска - приема очистных устройств должны иметь беспрепятственный подъезд к площадке для проведения работ по техническому обслуживанию.

Проверка состояния опорных фундаментов камер запуска - приема внутритрубных средств, площадок, ограждений, запирающих устройств, сальников и уплотнений должно проводиться согласно графика, утвержденного техническим руководителем организации.

На площадках запуска - приема внутритрубных средств должна устанавливаться молниезащита, а также системы электрохимической защиты.

29. Конструкция продувочных свечей должна обеспечивать защищенность от попадания атмосферных осадков, затопление площадок запорной арматуры и узла запуска - приема очистных устройств паводковыми водами не допускается.

Для участков пересечения ЛЧ МТ с водными преградами организация эксплуатирующая МТ должна быть обеспечена оборудованием для локализации утечек опасных жидкостей.

Проверка состояния вытяжных свечей, фундамента, защитного футляра, контрольно-измерительных приборов электрохимической защиты от коррозии, разность потенциала « трубопровод - защитный футляр» водоотводные канавы на участках пересечений с автомобильными и железными дорогами проверяется согласно графика, утвержденного техническим руководителем организации.

30. На участках пересечений с автомобильными дорогами в охранной зоне МТ должны устанавливаться дорожные знаки «остановка запрещена».

31. Непроектные изгибы трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскости, осадки и деформации береговых и промежуточных опор не допускаются.

Фундаменты и площадки обслуживания оборудования, трубопроводы на участках «земля-воздух», огнепреградители и системы автоматического пожаротушения компрессорных и насосных станций должны быть в исправном работоспособном состоянии.

32. На оборудовании компрессорных и насосных станций указываются информационные надписи и нумерации. Предохранительные клапана, установленные на объектах МТ должны быть опломбированы и иметь бирки с информацией о настройке.

Аварийная вентиляция взрывоопасных помещений на объектах МТ должна быть герметичной и регулярно (еженедельно) проверяться путем пробного пуска.

33. На сосудах узла очистки газа должны наноситься надписи с указанием регистрационного номера, разрешенного давления, даты следующего наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания.

Сосуды узла очистки газа должны заземляться, последовательная схема соединения не допускается.

34. При эксплуатации технически устройств установленных на объектах МТ в вахтовом журнале регистрируются температура продуктов сгорания, подшипников агрегатов, воздуха на входе и перед осевым компрессором, газа до и после нагнетателя, моточасы под нагрузкой, количество пусков, вибрация подшипников агрегатов, перепад «масло-газ» системы управления нагнетателями, скорость вращения вала агрегата, давления топливного и пускового газа, масла систем регулирования и уплотнения смазки, воздуха после осевого компрессора, продуктов сгорания.

35. Гидравлические испытания технологических трубопроводов на плотность и прочность

должны проводиться один раз в три года, давления испытания на прочность технологических трубопроводов должно составлять:

- 1) до 0,5 мегапаскаль - 1,5 кратного от рабочего, но не менее 0,2 мегапаскаль;
- 2) свыше 0,5 мегапаскаль - 1,25 кратного от рабочего, но не менее величины рабочего давления 0,3 мегапаскаль.

36. Замена масла насосов должна производиться в соответствии с техническими условиями на смазку и рекомендациям завода изготовителя (замена при показателях механических примесей свыше 1,5 процентов, воды свыше 0,25 процента, кислотности свыше 1,5 килограмма «КОН» на 1 килограмм масла). Отбор проб масла производится с соблюдением графиков отбора.

На насосы и компрессора должны заполняться заводом-изготовителем паспорта (формуляры) и руководство по эксплуатации, в которой приводится инструкция последовательности пуска и остановки оборудования.

На всасывающем и нагнетательном трубопроводе насосов и компрессоров устанавливаются манометры для контроля технологического режима.

37. Все технологические трубопроводы и оборудования (включая емкость сбора конденсата) на ГРС до отключающего крана на выходе должны соответствовать максимально разрешенному рабочему давлению газопровода отвода.

Технологическая схема ГРС должна включать трубопроводы и оборудование потребления газа на собственные нужды и для дома оператора, обвязку подземной емкости хранения одоранта, сбора конденсата и другое оборудование, предусмотренное проектом.

38. На ГРС большой производительности, построенные по индивидуальным проектам, допускается оформлять отдельные технологические схемы на высокую сторону, низкую сторону, узел одоризации, подогрева газа и ввода метанола. На каждую ГРС оформляется принципиальная схема автоматизации осуществляющая запись по контролируемым параметрам режима работы ГРС, расходу одоранта, периодической проверки загазованности помещений в установленных местах.

39. На ГРС предусматривается автоматическая защита редуцирующих ниток с применением контрольного регулятора или запорной арматуры с пневматическим приводом. При падении давления на выходе должна включаться резервная нитка.

40. Тип и назначение резервуара, его оснащенность, противокоррозионные мероприятия, способ монтажа обосновывается проектом в зависимости от объемов продукции, технологического процесса, климатических условий, характеристики сред.

Монтаж и эксплуатация резервуаров производятся по проекту организации работ в соответствии с технической документацией изготовителя.

Приемка резервуара в эксплуатацию после монтажа производится комиссией, назначенной приказом владельца опасного производственного объекта.

Перед вводом резервуара в эксплуатацию проводятся испытания на прочность и герметичность, проверяется горизонтальность наружного контура днища и геометрическая форма стенки резервуара.

41. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, обеспечиваются документацией:

- 1) проектом монтажных и строительных работ;
- 2) паспортами (сертификатами) на запорную арматуру, дыхательные и предохранительные клапаны;
- 3) техническим паспортом (сертификатом) резервуара с указанием срока эксплуатации;
- 4) техническим паспортом (сертификатом) на понтон;
- 5) градуировочной таблицей резервуара;
- 6) технологическим регламентом;
- 7) схемой защиты от коррозии;
- 8) схемой противопожарной защиты;
- 9) схемой нивелирования основания и геометрии вертикального резервуара;
- 10) схемой молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества;
- 11) перечнем комплектации и актами технического состояния оборудования резервуаров;
- 12) исполнительной документацией на строительство, актами на скрытые работы и ввод в эксплуатацию резервуаров;
- 13) журналом технического обслуживания;
- 14) журналом контроля состояния заземления, устройств молниезащиты;

15) актами замеров эксплуатационных параметров;

16) комплектом исполнительной документации по системе автоматизации (система измерения уровня, противоаварийных защит, автоматической системы пожаротушения).

42. Планировка территории размещения резервуаров предусматривает устройство твердого покрытия, обвалований, ограждений, дорог, переходов, коммуникаций и освещения. При разборке обвалования, возникающей в связи с прокладкой или ремонтом коммуникаций, после окончания этих работ производится восстановление обвалования.

43. В резервуарном парке необходимо передвигаться по пешеходным дорожкам. Для входа на территорию резервуарного парка через обвалования или ограждения должны устанавливаться лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара не менее двух, для группы резервуаров не менее четырех.

Не допускается переходить через обвалование в других местах.

44. Верхняя площадка резервуара, имеет перила высотой не менее 1,25 метра, с бортом не менее 0,15 метра, примыкающие к перилам лестницы.

Для обслуживания дыхательных и предохранительных клапанов, люков и другой арматуры, расположенных на крыше резервуара, должны быть устроены металлические площадки, соединенные между собой металлическими переходами шириной не менее 0,6 метра площадки и переходы должны иметь перила высотой не менее 1,25 метра с бортом не менее 0,15 метра.

45. За исправностью резервуарной лестницы, прочностью перил, ограждения на крыше, должен проводиться постоянный контроль. Площадки и ступени лестницы содержатся в чистоте, очищаются деревянными лопатами от наледи и снега, соблюдая правила безопасности, установленные для работ на высоте.

Не допускается на лестницах и площадках оставлять посторонние предметы и детали оборудования и производить их перемещение непосредственно по крыше резервуара. Во избежание нарушения прочности действующих резервуаров не допускаются работы с применением ударных инструментов (молотков, кувалд).

46. Проезд транспорта в опасной зоне резервуаров допускается по оформленному разрешению, выданному руководителем объекта, при наличии искрогасителя на выхлопной трубе и ограничением скорости до 5 километров в час.

Подъезд автотранспорта к эксплуатируемому резервуару допускается не более чем на 20 метров.

47. При обнаружении негерметичности места разлива нефтепродуктов зачищаются, пропитанный грунт удаляется в отведенное место, а образовавшаяся выемка засыпается чистым грунтом или песком.

Не допускается складировать горючие материалы на территории резервуарной площадки. Земляные выработки и траншеи для проведения ремонтных работ ограждают, а после окончания работ засыпают с планировкой площадки.

48. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары обеспечиваются системами пожаротушения.

Не допускается на территории и в охранной зоне резервуарных парков и отдельно стоящих резервуаров курение и применение открытого огня.

На территории и резервуарах размещают предупреждающие и запрещающие надписи и знаки о взрывопожароопасности, запрете курения и использования открытого огня на объекте.

49. Освещение и электрооборудование применяются во взрывопожаро-безопасном исполнении.

50. Резервуар обеспечивается газоуравнительной системой, дыхательными и предохранительными клапанами, огнепреградителями, уровнемерами, пробоотборниками, сигнализаторами уровня, устройствами для предотвращения перелива, средствами автоматики и телеметрии, контрольно-измерительными приборами и автоматикой (далее - КИПиА), противопожарным оборудованием, приемораздаточными устройствами, вентиляционными люками, лестницами, площадками и ограждениями, технической документацией изготовителя.

51. Арматура с дистанционным и телеметрическим управлением устанавливается в соответствии с технической документацией изготовителя.

Переключение задвижек при автоматическом или ручном управлении производится в соответствии со схемой управления.

Запорная арматура и устройства обеспечиваются указателями их положения и обозначениями, соответствующими технологической схеме.

52. Резервуары обеспечиваются сигнализаторами предельного уровня жидкости и аварийной сигнализацией и устройствами для отвода газов, паров, воздуха, сбора утечек нефтепродуктов и стационарной системой пожаротушения, включая пенное пожаротушение.

53. Дыхательная арматура, предохранительные и сигнальные устройства, КИПиА устанавливаются на резервуаре, в соответствии с допустимым избыточным и разреженным давлением.

54. Резервуары оснащаются непримерзающими дыхательными клапанами и системами обогрева в соответствии с технической документацией изготовителя. Отогрев арматуры резервуаров производится паром или горячей водой.

55. Технологические трубопроводы резервуарного парка, прокладываются внутри обвалованных зон. Прокладка технологических трубопроводов внутри обвалованных зон соседних резервуаров не допускается.

56. На резервуаре несмываемой краской наносится обозначение и номер, соответствующий технологической схеме, отметки и значение максимального уровня наполнения резервуара (около уровнемера и на крыше около замерного люка).

Номер и обозначение заглубленного резервуара указываются на установленной табличке.

57. На каждый резервуар составляют паспорт, в котором указывают сведения:

- 1) максимальный и минимальный уровни жидкости в резервуаре (в сантиметрах);
- 2) максимально допустимая температура подогрева жидкости в резервуаре (в градусах Цельсия);
- 3) тип, количество и пропускная способность дыхательных и предохранительных клапанов;
- 4) максимальная производительность наполнения и опорожнения резервуара (метров кубических в час);
- 5) максимальный и минимальный допустимый уровень нефти при включенных пароводоподогревателях (в сантиметрах);
- 6) дата ввода в эксплуатацию;
- 7) нормативный срок службы.

58. Назначение и обозначение запорной арматуры и других устройств для управления резервуаром и безопасного обслуживания указывают на технологической схеме.

59. Территория резервуарных парков содержится в чистоте. Не допускается загрязнение территории нефтепродуктами, отходами. В пределах охранной зоны удаляется сухостой.

60. На территории резервуарного парка в темное время суток допускается пользоваться взрывозащищенными переносными светильниками (аккумуляторными и батарейными) напряжением 12 Вольт

Включение и выключение светильников производится вне обвалования резервуарного парка.

61. Не допускается эксплуатация резервуаров при обнаружении повреждений и деформаций, потеков и потения на сварных швах и теле резервуара, неисправностей КИПиА, запорной арматуры, предохранительных устройств, средств сигнализации, систем противоаварийной и противопожарной защиты, газоуравнительной системы ограждений, лестниц, площадок до их устранения.

Объемная скорость наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать пропускную способность дыхательных клапанов.

62. При расположении внутри резервуара парового или теплового нагревателя предусматривается устройство для отвода жидкости. Нагреватели закрепляют на опорах, соединение труб производится только сваркой.

Нефть в резервуарах подогревают теплоносителем, подаваемым в нагреватель. Уровень нефти над нагревателем поддерживается не менее 0,5 метров. Перед пуском теплоносителя проверяют проходимость нагревателя, удаляют конденсат.

Задвижки при пуске теплоносителя открывают постепенно. Герметичность подогревателей контролируют по расходу и давлению теплоносителя.

Температура подогрева устанавливается ниже температуры кипения нефти.

Температура нагревания контролируется, данные записываются в журнал или систему электронного архивирования.

При заполнении резервуара нефтью для подогрева или длительного хранения ее уровень не

должен превышать 95 процентов высоты емкости.

63. Подтоварную воду удаляют из резервуаров средствами, предусмотренными технической документацией изготовителя. Во время слива подтоварной воды не допускается вытекания нефти с водой.

Водоспускные задвижки и сифонные краны резервуаров утепляются изоляцией из негорючего материала.

64. При открывании люков резервуаров, измерении уровня нефти, отборе проб нефтепродукта, при спуске подтоварной воды и других работах, связанных со вскрытием резервуара и его обвязки, обслуживающий персонал должен находиться с боковой наветренной стороны от люка.

Отбор проб производится двумя работниками в соответствии с технологическим регламентом.

Перед отбором проб и замером уровня нефти выполняются следующие условия:

- 1) надеть специальную одежду (антистатическую) и специальную обувь, проверить исправность средств индивидуальной защиты органов дыхания и переносного газосигнализатора;
- 2) проверить исправность устройств для замера уровня, отбора и переноса проб;
- 3) на крыше резервуара допускается передвижение по трапам, движение непосредственно по крыше резервуара не допускается;
- 4) во время закачки и откачки нефти не допускается нахождение на крыше резервуара;
- 5) отбор проб и замер уровня нефти в резервуаре производится при закрытой задвижке на газовой обвязке газоуравнительной системы;
- 6) не допускается находиться над открытым люком во избежание отравления вредными парами и газами;
- 7) при замере уровня нефти в резервуаре замерное устройство двигается по направляющей колодке, плавно, без рывков и ударов для исключения искрообразования;
- 8) из пробоотборника пробы переливаются в герметичный сосуд;
- 9) не допускается попадание в резервуар посторонних предметов;
- 10) не допускается сливать нефть и нефтепродукты в резервуар через замерный люк;
- 11) при открытии и закрытии крышки люка не допускаются ее удары;
- 12) в ночное время работники используют аккумуляторные или батарейные светильники во взрывозащищенном исполнении и включают их за пределами обвалования или на расстоянии не менее 20 метров от резервуара;
- 13) не допускается включение и выключение, ремонт и замена лампы светильников, батареи, аккумулятора в опасной зоне;
- 14) провести совместно с лаборантом контроль воздушной среды переносным газоанализатором на месте работ до и после открытия люка;
- 15) пробы допускается отбирать через замерный люк не раньше, чем через два часа после окончания закачки нефти в резервуар.

65. Замер уровня и отбор проб нефти из резервуаров не производится:

- 1) при загазованности на месте работ выше предельно-допустимой вредной концентрации;
- 2) во время закачки и откачки нефти;
- 3) во время грозы;
- 4) при скорости ветра более 8 метров в секунду;
- 5) во время гололеда и тумана;
- 6) без наблюдающего и при несоответствии условий безопасности.

66. Замерный люк на резервуарах обеспечивается герметичной крышкой с устройством для открывания и искробезопасным уплотнением.

По окончании работ:

- 1) если во время отбора проб на крышу резервуара попала нефть, необходимо очистить это место от загрязнения;
- 2) открыть задвижку газоуравнительной системы;
- 3) очистить и вытереть устройства для отбора проб, собрать для переноски в сумку или контейнер обтирочный материал.

После окончания замера уровня или отбора проб крышку замерного люка закрывают, не допуская падения, удара и искрообразования.

Хождение непосредственно по крыше резервуара, при его обслуживании, не допускается.

67. Основание резервуара защищается от размыва поверхностными водами, для чего обеспечивают постоянный отвод воды по промышленной канализации к очистным устройствам.

Отвод жидкости после зачистки резервуаров в канализацию не допускается. Сточные воды, образующиеся при зачистке резервуаров, отводятся по отдельному трубопроводу в шламонакопители для утилизации и нейтрализации вредных веществ.

68. Все работы внутри резервуаров, в том числе осмотр, проводятся по наряд-допуску с установкой заглушек на всех подводящих и отводящих трубопроводах.

69. Действующий резервуар отключают и освобождают от нефти при:

- 1) утечке нефти непосредственно из резервуара;
- 2) обнаружении нефти в дренажных колодцах или контрольной трубе камеры управления;
- 3) возникновении опасной или аварийной ситуации;
- 4) нарушение герметичности в резервуаре.

70. При выводе из эксплуатации резервуара, включенного в газоуравнительную систему:

- 1) отключить от газовой обвязки;
- 2) закрыть задвижки газоуравнительной системы;
- 3) установить заглушки.

Установка и снятие заглушек регистрируется в журнале.

71. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат техническому освидетельствованию и диагностике, позволяющим определить техническое состояние, вид ремонта, остаточный срок эксплуатации с выводом из эксплуатации.

72. Очистка резервуара от отложений производится с применением специальных технических устройств.

73. Включение в работу резервуаров после освидетельствования, ревизий и ремонта производится на основании акта приемки с письменного разрешения технического руководителя.

74. Если по замерам или другим данным обнаруживается, что нарушен нормальный режим наполнения или опорожнения резервуара, должны приниматься меры по выяснению причины нарушения и его устранению. В аварийных случаях операции останавливают в соответствии с ПЛА.

75. Наполнение или опорожнение резервуара допускается после того, как обслуживающий персонал проверит соответствие положения задвижек, связанных с перекачкой. Открытие и закрытие задвижек производится плавно.

Не допускается производить одновременные операции с задвижками по отключению и включению действующих резервуаров.

При переключении резервуара, открыть задвижку на заполняемом резервуаре и перекрыть задвижку на отключаемом от заполнения резервуаре.

Автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке производится при условии защиты трубопроводов от превышения давления.

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением предусматривается сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижки.

Не допускается закачивать в резервуары продукт с упругостью паров, превышающей проектную.

76. Эксплуатация подземных резервуаров производится в соответствии с технической документацией изготовителя.

77. Световые люки во время эксплуатации закрывают крышками на прокладках. Открывать их допускается для вентиляции на время ремонта или очистки емкости.

78. Арматура, расположенная в камерах (шахтах) подземных емкостей, обеспечивается дистанционным управлением. Для спуска в камеру устанавливают стационарные металлические лестницы

Камеры обеспечиваются дефлектором.

79. Очистка подземной емкости от отложений производится с применением специальных технических устройств.

80. Резервуары имеют заземление, молниеотводы, а также защиту от коррозии.

Спротивление заземляющего устройства резервуаров измеряют один раз в год в период наименьшей проводимости грунта. Резервуары обеспечиваются защитой от статического электричества, ее исправность проверяется по графику, утвержденному техническим руководителем организации.

81. Работы внутри емкости производятся бригадой в составе не менее трех человек - один

производящий работы, двое наблюдающих. Производить работы в одиночку, без наблюдающих, не допускается.

82. Наблюдающие должны быть в таком же снаряжении, как и работающий в емкости, аппарате и быть готовыми оказать ему немедленную помощь.

83. Во время производства работ внутри резервуара, емкости или аппарата наблюдающие находятся снаружи, ведут непрерывное наблюдение за работающим, за исправным состоянием шланга воздуходувки.

Заборный патрубок шланга противогАЗа выводится в зону чистого воздуха по направлению, противоположному направлению ветра и закрепляется. Шланг следует располагать таким образом, чтобы исключить опасность прекращения доступа воздуха из-за его перегибов, перекручиваний, пережатий.

84. При работе в емкости рабочий надевает предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему прочной сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой выводится наружу и находится в руках у наблюдающего.

85. При обнаружении каких-либо неисправностей (прокол шланга, остановка воздуходувки, обрыв спасательной веревки и тому подобное), а также при попытке работающего в емкости снять шлем – маску противогАЗа, работы внутри емкости немедленно приостанавливаются, а рабочий извлекается из емкости.

86. Для перекачивающих насосов предусматривается дистанционное управление и установка на линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих устройств с дистанционным, автоматическим или местным управлением.

87. Уплотнения насосов должны обеспечивать герметичность в течение производственного процесса для данной технологической среды. При эксплуатации насосов обеспечивается постоянный контроль за герметичностью оборудования.

При обнаружении неисправности, нарушающей безопасный режим работы насоса, производится его остановка и ремонт в соответствии с технической документацией изготовителя.

Ремонт насоса во время его работы не допускается.

88. Все насосы обеспечиваются поддонами и дренажными устройствами для отвода дренируемого продукта в закрытую систему утилизации с выводом сигнала верхнего уровня в операторное помещение (диспетчерский пункт).

При очистке и продувке насосов жидкости отводятся за пределы помещений по трубопроводам в герметичную емкость, а углеводородные пары и газы в газосборную систему. Расположение трубопроводов производится с учетом безопасного обслуживания.

89. На трубопроводах указывается назначение и направление движения потока жидкости, на насосах – обозначение и нумерация согласно технологической схеме, на насосах и электродвигателях – направление вращения в режиме нагнетания.

90. Арматуру на насосы выбирают по условному давлению в соответствии с паспортом насоса и характеристикой трубопровода. На нагнетательной линии центробежного насоса устанавливается манометр и обратный клапан, а на нагнетательной линии поршневого насоса устанавливается манометр с предохранителем (гасителем) пульсации и предохранительный клапан.

91. Выступающие детали движущихся частей насосов (шпонки валов) и вращающихся соединений закрываются кожухами по всей окружности и длине вращения. Не допускается пуск в работу и эксплуатация насосов при отсутствии ограждения на вращающихся частях.

92. Корпуса перекачивающих насосов заземляются независимо от электродвигателей, находящихся на одном основании с насосами.

93. При эксплуатации насосов обеспечивается контроль технологических параметров насосного агрегата. Работа насоса с неисправными или не прошедшими своевременную поверку КИПиА не допускается.

Смазка движущихся частей, устранение пропусков в сальниках, торцевых уплотнениях и в соединениях трубопроводов при работающем насосе не допускаются.

Смазка движущихся частей работающего насоса допускается при наличии соответствующих приспособлений, обеспечивающих безопасные условия работы. Подшипники насосов регулярно смазываются. Не допускается перегрев подшипников выше установленной нормы. Температура подшипников контролируется.

Для смазки насоса и арматуры применяются незамерзающие масла.

94. Для охлаждения корпусов подшипников и герметизаторов применяются незамерзающие жидкости (антифриз). В случае использования в качестве охлаждающей жидкости воды температурой до 30 градусов Цельсия для контроля за стоком применяются открытые воронки или смотровые устройства, соединенные с канализацией.

95. Резервный насос находится в постоянной готовности к пуску. Перед переключением с работающего насоса на резервный проверяются правильность открытия соответствующих задвижек и подготовленность насоса к пуску.

96. Для отключения насосов от всасывающих и напорных коллекторов используют задвижки.

При остановке насоса трубопроводы, подающие жидкость для охлаждения герметизаторов насоса, перекрывают.

97. Полы и лотки в насосных помещениях промываются водой с использованием мощных средств. Сточные воды, содержащие горючие и вредные вещества, перед отводом в промышленную канализацию очищаются.

98. Не допускается закрывать проходы для персонала и размещение оборудования.

99. При перекачке застывающих нефтепродуктов соблюдаются условия:

- 1) непрерывности работы технологического процесса перекачки;
- 2) теплоизоляция и обогрев насосов и трубопроводов;
- 3) наличие систем продувки и дренажа насосов и трубопроводов.

100. Планово-предупредительный ремонт насосов, установленных на открытых площадках, проводится в теплое время года или с устройством обогреваемых временных укрытий.

101. В помещении и на открытой площадке насосной устанавливаются стационарные датчики контроля дозврывных концентраций и пожарные извещатели с выводом показаний на панель оператора и в систему автоматизации.

102. Помещение насосной оборудуется не менее чем двумя выходами, двери и окна открываются наружу. Устройство порогов в дверных проемах не допускается.

Помещение насосной оборудуется принудительной приточно-вытяжной вентиляцией в искробезопасном исполнении.

Не допускается хранить в насосной легковоспламеняющиеся и горючие жидкости.

103. При пуске и остановке насоса проверяется правильность открытия и закрытия соответствующих задвижек. Не допускается пуск поршневых насосов при закрытой задвижке на нагнетательной линии.

104. Насос, подлежащий разборке, отсоединяется от электродвигателя и отключается от трубопроводов закрытием задвижек и установкой заглушек.

Вне помещений (зданий) насосной на всасывающем и нагнетательном трубопроводе устанавливаются запорные арматуры.

Помещение насосной оборудуется стационарными грузоподъемными устройствами.

105. Для сохранения исправности и работоспособности оборудования объектов МТ, временно выведенного из эксплуатации, проводится комплекс мероприятий по консервации объекта и организуется его техническое обслуживание.

Продолжительность периода, на который объект МТ выводится из эксплуатации, условия нахождения в резерве (консервация или периодическое включение в работу с целью поддержания работоспособности) устанавливаются эксплуатирующей организацией.

Консервации подлежит исправное оборудование объектов МТ, прошедшее предварительное освидетельствование, диагностику с целью определения остаточного ресурса и целесообразности его консервации.

С целью поддержания законсервированного объекта МТ в исправном состоянии выполняются работы по их техническому обслуживанию и ремонту в течение всего срока консервации.

106. В плане организации работ по выводу объектов МТ из консервации и вводу их в эксплуатацию эксплуатирующая организация указывает перечень работ, порядок и сроки их выполнения.

При выводе из консервации проводится осмотр, обследование, ревизия, проверка, опробование и испытание оборудования объектов МТ в соответствии с требованиями нормативно-технических документов и руководством заводов-изготовителей.

После пробной эксплуатации объекта МТ в течение 72 часов при выводе его из консервации, составляется акт о вводе объекта в действие с приложением перечня выполненных работ, который утверждается техническим руководителем организации.

107. Перед началом осуществления работ по выводу из эксплуатации объектов МТ, подлежащих ликвидации должны быть проведены работы по освобождению оборудования данных объектов от углеводородов.

Выброс углеводородов в окружающую среду при освобождении технических устройств не допускается.

108. После завершения ликвидации объектов МТ проводится рекультивация освобождающихся земель.

109. Обеспечение безопасности объектов МТ на стадии эксплуатации основывается на создании и постоянном усовершенствовании системы организации производственного контроля.

Эксплуатирующая организация осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах МТ.

110. При производственном контроле осуществляют проверку:

- 1) наличия проектной документации и экспертиз промышленной безопасности, декларации промышленной безопасности, страхования ответственности при эксплуатации объектов МТ, актов технических расследований аварий, несчастных случаев и инцидентов, готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий;
 - 2) организации мониторинга состояния трубопроводов;
 - 3) подготовки персонала и проведение тренировок, учебных тревог;
 - 4) материалов, завод-изготовитель, дата изготовления труб, данные по сварным швам, результаты неразрушающего контроля;
 - 5) типа, завода-изготовителя, метод нанесения защитного покрытия трубопровода, погодные условия во время нанесения покрытия, его состояние, требования к условиям эксплуатации;
 - 6) проведения ремонтных работ (место и вид ремонта, тип вырезанных или отремонтированных дефектов, ремонт основного покрытия трубопровода и спецификации на ремонт покрытия);
 - 7) соответствия расположения трубопроводов схеме трассы, глубина прокладки, расположение запорной арматуры и фланцев;
 - 8) отчетов результатов испытаний, строительные чертежи, данные по внутритрубному диагностированию, контролю коррозии, состоянию катодной защиты;
 - 9) актов проверки устройств аварийного отключения и сброса давления, актов проверки запорной арматуры;
 - 10) сведения о проверках и устранения замечаний производственного контроля.
111. Мониторинг состояния МТ включает проверки:
- 1) внутреннего сечения, трещинообразования и коррозионных повреждений МТ;
 - 2) положения трубопровода, наличие и состояние покрытия и размывов со свободными провисами ЛЧ МТ;
 - 3) состояния ЛЧ МТ в местах пересечений с другими трубопроводами и кабелями;
 - 4) состояния склонов, оврагов, берегов и других природных и антропогенных угроз трубопроводам;
 - 5) наличия повреждений и воздействий третьих лиц.

3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при ремонте линейной части и объектов магистрального трубопровода

112. Порядок и время проведения ремонта ЛЧ МТ, проходящего в одном техническом коридоре с другими инженерными коммуникациями или пересекающего их, согласовывается с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

113. Все конструктивные изменения сооружений ЛЧ МТ, касающиеся строительства объектов, пересечений трубопровода коммуникациями иного назначения в охранной зоне МТ, вносятся в эксплуатационную документацию и паспорт ОПО.

114. На всех этапах выполнения работ по строительству, реконструкции, капитальному

ремонту и техническому перевооружению объектов МТ заказчик, совместно с подрядчиком, организует входной контроль конструкций, изделий, материалов, технических устройств, контроль качества выполнения работ и всех технологических операций. Результаты входного контроля заносятся в журнал входного контроля с оформлением акта проверки.

Все приемосдаточные испытания труб, конструкций, изделий, оборудования и технических устройств, проводящийся на заводах-изготовителях, осуществляются в присутствии представителя заказчика по заранее согласованным программам.

По результатам контроля качества сварных соединений оформляется заключение о соответствии сварных соединений установленным требованиям.

115. Необходимость, сроки и методы проведения работ по реконструкции и техническому перевооружению объектов МТ определяется владельцем исходя из условий обеспечения их бесперебойной эксплуатации, промышленной безопасности и объемов поставки транспортируемой продукции.

116. Решение о сроках, способах и объемах проведения работ по капитальному ремонту объектов МТ определяет владелец на основании анализа результатов их комплексного диагностического обследования с учетом срока их службы.

Диагностическое обследование выполняется специализированными организациями, аттестованными на выполнения данных видов работ и выдачи соответствующих заключений.

117. Производство работ по реконструкции начинается после выполнения эксплуатирующей организацией подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком объектов МТ по акту и письменного разрешения руководства эксплуатирующей организации на производство работ.

118. Перед началом выполнения плановых работ по реконструкции в охранной зоне ЛЧ МТ заказчик ставит в известность владельцев сооружений, проходящих с ней в одном техническом коридоре, о начале и сроках проведения работ.

119. Приемка в эксплуатацию объектов МТ после окончания строительства или реконструкции проводится в комплексе со всеми сооружениями, предусмотренными проектной документацией.

120. Приемка в эксплуатацию объектов МТ (в том числе и поэтапная) не допускается, если не закончено строительство или реконструкция сопутствующих объектов, обеспечивающих безопасность людей, защиту окружающей среды.

121. По завершении строительства или реконструкции ЛЧ МТ проводится испытание на прочность и герметичность.

До даты начала подключения и заполнения объектов МТ углеводородами они принимаются рабочей комиссией с оформлением акта.

122. По завершении строительства или реконструкции объектов МТ и испытания ЛЧ на прочность и проверке на герметичность осуществляется их комплексное опробование.

123. Приемочная комиссия, осуществляет приемку законченного строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом и техническим перевооружением объекта МТ с оформлением акта.

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 МТ, которым проведен ремонт с заменой линейной части.

124. К началу ввода в эксплуатацию все объекты МТ и рабочие места обеспечиваются проектной и эксплуатационной документацией, оформленными на государственном и русском языках, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

4. Порядок обеспечения промышленной безопасности при техническом диагностировании линейной части и объектов магистральных трубопроводов

125. С целью определения целостности МТ проводится диагностирование, основными элементами которого являются:

- 1) внутритрубная диагностика;
- 2) гидравлические испытания трубопроводов на прочность и герметичность;
- 3) контроль коррозии и состояния защитного покрытия;
- 4) прогнозирование оставшегося срока службы МТ с учетом обнаруженных дефектов.

126. В целях определения фактического технического состояния объектов МТ проводится периодическое техническое диагностирование.

127. По истечении срока эксплуатации проводится экспертиза промышленной безопасности для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации.

128. На основании результатов диагностического обследования специализированной аттестованной организацией определяется величина разрешенного рабочего давления в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Величина разрешенного рабочего давления при эксплуатации МТ указывается в паспорте.

129. Объекты МТ, на которых транспортируются сжиженные нефтяные газы не реже одного раза в два года подвергаются диагностированию неразрушающими методами контроля. Внутритрубная диагностика ЛЧ МТ проводится на плановой основе в соответствии с нормативно-технической документацией, но не реже одного раза в 5 лет.

130. Диагностирование резервуаров проводится:

- 1) частичное - не реже одного раза в 5 лет;
- 2) полное - один раз в 10 лет.

131. Для резервуаров, отработавших расчетный срок службы или прошедших капитальный ремонт, при их дальнейшей эксплуатации периодичность диагностирования определяется специализированной организацией, но не более 4 и 8 лет (после капитального ремонта).

132. Первоочередному диагностическому обследованию подвергаются резервуары:

- 1) находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;
- 2) находящиеся в эксплуатации более 20 лет;
- 3) в которых хранятся высококоррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

133. Частичное диагностирование проводится без вывода резервуаров из эксплуатации, полное - после вывода резервуаров из эксплуатации, их опорожнения, очистки и дегазации.

134. На основании результатов диагностирования резервуаров составляется график ремонта (в том числе капитального), который утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации.