

Об утверждении Правил эксплуатации магистральных нефтепроводов

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 4 декабря 2012 года № 1542. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2015 года № 196

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 03.04.2015 № 196 (вводится в действие со дня его первого официального опубликования).

ПРЕСС-РЕЛИЗ

В соответствии с подпунктом 4) статьи 5 Закона Республики Казахстан от 22 июня 2012 года «О магистральном трубопроводе» Правительство Республики **К а з а х с т а н** **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила эксплуатации магистральных **н е ф т е п р о в о д о в**.

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

С. Ахметов

У т в е р ж д е н ы

п о с т а н о в л е н и е м

П р а в и т е л ь с т в а

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н

от 4 декабря 2012 года № 1542

Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов

1. Общие положения

1. Настоящие Правила эксплуатации магистральных нефтепроводов разработаны в соответствии с Законом Республики Казахстан 22 июня 2012 года «О магистральном трубопроводе» и устанавливают порядок эксплуатации магистральных нефтепроводов собственниками действующих, находящихся на консервации и ликвидируемых магистральных нефтепроводов и их объектов, а также операторами, не являющимися собственниками, физическими и юридическими лицами, осуществляющими работы на объектах магистральных **н е ф т е п р о в о д о в**.

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) авария — разрушение зданий, сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;

2) автоматизированная система - система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций контроля и управления;

3) текущий ремонт (оборудования) - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений, состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей;

4) подразделение - нефтепроводное управление; центральная база производственного обслуживания; головная нефтеперекачивающая станция; нефтеперекачивающая станция; опорный аварийно-восстановительный пункт; аварийно-восстановительный пункт; наладочная лаборатория и другие службы, необходимые для обеспечения транспортировки нефти и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов;

5) диспетчерская связь (канал) - избирательная и групповая громкоговорящая связь, предоставляемая оперативно-техническому персоналу, организующему транспортировку нефти;

6) оперативно-диспетчерское управление — централизованное управление технологическими режимами эксплуатации магистрального нефтепровода для транспортировки нефти;

7) ремонт — комплекс мероприятий (операций) по восстановлению исправности или работоспособности полного или частичного эксплуатационного ресурса линейной части магистрального нефтепровода и (или) его объектов;

8) ремонт (оборудования) - комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности, ресурса оборудования и сооружений магистрального нефтепровода;

9) капитальный ремонт (оборудования) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые;

10) внутритрубная диагностика - комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах нефтепровода с использованием внутритрубных диагностических приборов;

11) внутритрубный диагностический прибор (дефектоскоп) - устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах стенки нефтепровода и сварных швов;

12) оператор - собственник магистрального нефтепровода или юридическое лицо, владеющее магистральным нефтепроводом на ином законном основании, осуществляющие транспортировку нефти по магистральному нефтепроводу и (или) его эксплуатацию, либо уполномоченная ими организация, оказывающая операторские услуги;

13) производственно-технологическая связь — связь, предоставляемая по ведомственной сети связи для управления внутрипроизводственной деятельностью и технологическими процессами при эксплуатации магистральных нефтепроводов;

14) резервуарный парк - комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и перекачки нефти;

15) магистральный нефтепровод — единый производственно-технологический комплекс, состоящий из линейной части и объектов, обеспечивающих безопасную транспортировку нефти, соответствующий требованиям технических регламентов и национальных стандартов;

16) линейная часть магистрального нефтепровода - подземные, подводные, наземные, надземные нефтепроводы, по которым осуществляется непосредственная транспортировка нефти;

17) ликвидация магистрального нефтепровода - комплекс мероприятий по демонтажу и (или) перепрофилированию магистрального нефтепровода и приведению окружающей среды в состояние, безопасное для жизни и здоровья человека и пригодное для дальнейшего использования;

18) консервация магистрального нефтепровода - комплекс мероприятий по обеспечению сохранности магистрального нефтепровода в исправном техническом состоянии при выводе его из эксплуатации;

19) нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода - комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу;

20) пункт подогрева нефти магистрального нефтепровода - комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу;

21) объект магистрального нефтепровода — технологический комплекс (часть магистрального нефтепровода), включающий нефтепроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию;

22) эксплуатация магистрального нефтепровода - деятельность, необходимая для непрерывного, надлежащего и эффективного функционирования магистрального нефтепровода, включающая в том числе техническое

обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление;

23) надежность магистральных нефтепроводов - свойство магистральных нефтепроводов выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортировки;

24) техническая диагностика - область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта;

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

26) техническое состояние - состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями его параметров, установленных технической документацией на объект;

27) контроль технического состояния - проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени (виды технического состояния: исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное);

28) ремонт по техническому состоянию (оборудования) - ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем работ и начало ремонта определяются техническим состоянием оборудования и сооружений;

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

30) контроль технологического процесса - проверка соответствия характеристик, режимов и других показателей технологического процесса установленным требованиям (нормативам).

2. Порядок эксплуатации магистральных нефтепроводов

1. Техническое обслуживание, ремонт и диагностирование магистрального нефтепровода

3. Организацию работ по эксплуатации магистральных нефтепроводов осуществляет его собственник.

4. Эксплуатация магистральных нефтепроводов не допускается до

приемки в установленном законодательством порядке магистральных нефтепроводов в комплексе со всеми сооружениями и иными объектами, предусмотренными проектной документацией.

5. Для обеспечения транспортировки нефти и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов создаются следующие производственные подразделения: нефтепроводные управления, линейные производственно-диспетчерские станции, нефтеперекачивающие станции, опорные аварийно-восстановительные пункты, аварийно-восстановительные пункты, аналитические лаборатории и другие службы, задачами которых являются :

1) приемка нефти и транспортировка ее по магистральным нефтепроводам на основании договоров на предоставление услуг по транспортировке нефти, заключаемых в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

2) учет количества и контроль качества партии нефти, принятой в магистральные нефтепроводы и сдаваемой в конечном пункте транспортировки;

3) обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов или его объектов путем проведения периодических диагностических обследований и организация системы технического обслуживания и ремонта сооружений и технологического оборудования магистральных нефтепроводов;

4) предупреждение аварийных ситуаций, ликвидация возможных аварий и их последствий ;

5) ликвидация магистральных нефтепроводов или его объектов при списании .

6. Система организации технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов или его объектов может быть централизованной, пообъектной, смешанной .

7. Проектная и исполнительная документация на строительство магистральных нефтепроводов, акты испытаний, рабочая документация на техническое обслуживание, а также материалы расследования аварий и инцидентов хранятся у собственника магистральных нефтепроводов на протяжении всего срока его эксплуатации.

8. Нормативно-техническая и нормативная документация, относящаяся к эксплуатации магистральных нефтепроводов или его объектов, хранится непосредственно в производственных подразделениях.

9. На эксплуатируемые объекты и сооружения магистральных нефтепроводов составляются технические паспорта, которые ведутся на линейную часть магистральных нефтепроводов нефтеперекачивающих станций, наливные

пункты, пункты подогрева нефти; внутриобъектные сооружения (резервуары, сосуды под давлением, котлы и т.д.). Места хранения технических паспортов на оборудование и сооружения объектов магистральных нефтепроводов, проектной и исполнительной документации, порядок пользования устанавливаются национальным оператором либо юридическим лицом - собственником магистрального нефтепровода (оператором).

10. В целях бесперебойной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов собственником, оператором, не являющимся собственником, а также физическими и юридическими лицами, осуществляющими работы на объектах магистральных нефтепроводов, на нефтепроводе устанавливаются средства измерения давления и температуры:

- 1) с обеих сторон каждой линейной задвижки;
- 2) на обоих концах каждой нитки перехода через водную преграду до и после береговых задвижек;
- 3) на конечном пункте перегона между нефтеперекачивающей станцией у задвижки приемного нефтепровода;
- 4) на обеих сторонах узлов пуска и приема, а также пропусков средств очистки и диагностики;
- 5) до и после узлов подключения нефтепровода к пункту подогрева нефти; станции подогрева нефти;
- 6) в наиболее характерных точках продольного профиля нефтепровода.

Нефтепровод и узлы пуска и приема очистных устройств оборудуются сигнализаторами прохождения средств очистки и диагностики.

11. Размещение линейной запорной арматуры на нефтепроводе определяется проектом на строительство (реконструкцию, расширение, техническое перевооружение, модернизацию, капитальный ремонт) нефтепровода, и при этом учитывается профиль трассы с целью сведения потерь нефти при авариях и повреждениях до минимума.

12. К запорной арматуре, узлам пуска и приема очистных и диагностических устройств обеспечивается легкий доступ для обслуживания персоналом, и они защищаются от повреждения и управления посторонними лицами.

13. Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводе, содержится в исправном состоянии, укомплектовывается и нумеруется в соответствии с технологическими схемами, указателями положения затвора, надписями и стрелками, обозначающими направление открытия и закрытия.

14. Площадки расположения линейной запорной арматуры планируются, защищаются от затопления поверхностными и грунтовыми водами, ограждаются. К площадкам предусматривается подъездной путь для транспортных средств.

15. К узлам управления запорной арматуры обеспечивается

беспрепятственный доступ для обслуживающего персонала.

Операции по открыванию и закрыванию запорной арматуры проводятся только по распоряжению диспетчера.

16. В местах подключения промежуточных нефтеперекачивающих станций к нефтепроводу монтируются узлы пропуска очистных и диагностических устройств или отдельные и совмещенные узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств. На конечном участке нефтепровода, а также конечных участках, подводящих к нефтеперекачивающим станциям нефтепроводов, монтируются узлы приема очистных и диагностических устройств.

Конструкция узлов проектируется при условии использования всех типов очистных устройств и внутритрубных диагностических приборов отечественного и зарубежного производства, применяемых на нефтепроводах.

17. Устойчивость и прочность конструкции узлов от температурного воздействия «горячей» нефти обеспечиваются:

1) совмещенных узлов - за счет рамочной обвязки конструкции узлов, заземления грунтом и установки «якоря» нефтепровода к «мертвой» опоре, установленной вблизи узла;

2) отдельных узлов - за счет заземления грунтом и установки «якоря» нефтепровода к «мертвой» опоре, установленной вблизи узла, минимизации габаритов наземной части узла, компенсирующей формой нефтепровода обвязки камер, краткосрочным воздействием «горячей» нефти на пусковую камеру.

18. В целях обеспечения транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам используются головные нефтеперекачивающие станции, представляющие комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

19. В состав технологических сооружений головных нефтеперекачивающих станций входят: резервуарный парк, подпорная насосная станция, узел учета нефти, магистральная насосная станция, узел регулирования давления или частотно-регулируемый электропривод на подпорных и магистральных насосных агрегатах, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, технологические нефтепроводы, системы водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханической системы автоматизации, связи, система электрохимической защиты, печи подогрева нефти, узлы учета, производственно-бытовые здания и сооружения. В состав технологических сооружений промежуточной нефтеперекачивающей станции без резервуарного парка входят: магистральная насосная станция, фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, система сглаживания

волн давления, а также технологические нефтепроводы.

20. На нефтеперекачивающей станции с резервуарным парком предусматривается установка узлов с предохранительными клапанами прямого действия и автоматически открывающаяся задвижка для защиты технологических нефтепроводов резервуарного парка, а также технологических нефтепроводов и оборудования, установленного между опорной и магистральной насосными от избыточного давления.

21. Сброс нефти от предохранительных устройств осуществляется по отдельному нефтепроводу в резервуарный парк.

22. Надежность, безопасность и эффективность эксплуатации оборудования и систем нефтеперекачивающих станций обеспечиваются стабильным режимом их работы; поддержанием оборудования и коммуникаций в исправном состоянии; постоянным (или периодическим) контролем технического состояния оборудования; модернизацией или заменой морально и физически устаревшего оборудования; предупреждением отказов.

23. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций осуществляется оперативным (дежурным) и эксплуатационно-ремонтным персоналом в соответствии с требованиями технологических регламентов, инструкций по эксплуатации, разработанными на основании рекомендаций изготовителей.

24. В целях предупреждения парафинизации труб, а также потери энергии, связанной с перекачкой нефти по нефтепроводам, используются пункты подогрева нефти.

Пункты подогрева нефти могут быть в составе нефтеперекачивающих станций или самостоятельными объектами магистральных нефтепроводов. Пункты подогрева нефти предназначены для подогрева нефти, перекачиваемой по магистральным нефтепроводам, с целью изменения реологических свойств нефти (нефтемеси).

25. Состав объектов пунктов подогрева нефти и технические характеристики сооружений и оборудования определяются проектом.

26. Температура подогрева нефти и запас необходимого количества нефти в резервуарах на пунктах подогрева нефти обеспечивают компенсацию потерь тепла перекачиваемой нефти с условием сохранения ее текучести до следующего пункта подогрева нефти при минимальных температурах окружающей среды, а также возможность пуска участка нефтепровода после плановой остановки.

27. В целях непрерывного, надлежащего и эффективного функционирования магистральных нефтепроводов при транспортировке застывающей нефти применяются противотурбулентные присадки, увеличивающие пропускную способность нефтепровода при заданном ресурсе (перепаде) давления на

лимитирующих участках.

28. Для снижения температуры застывания нефти и улучшения ее реологических свойств используются депрессорные присадки.

Критерием оценки эффективности депрессорных присадок является снижение температуры застывания, парафиноотложений, вязкости и предельного напряжения сдвига.

29. Количество вводимой присадки определяется на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указывается в технологической карте нефтеперекачивающих станций.

30. Ввод присадки в нефтепровод осуществляется дозировочными насосами.

Территория расположения дозирующей установки и емкостей для хранения присадок ограждается и снабжается предупреждающим знаком.

31. Депрессорные присадки вводятся в высоkozастывающую нефть, температура которой на 5-10 °С выше температуры плавления входящих в нее парафинов.

32. Режим перекачки нефти обеспечивается равномерным перемешиванием присадки и нефти.

33. Контроль концентрации присадки в нефти осуществляется по пробам, отобраным из нефтепровода.

34. В целях обеспечения равномерной загрузкой магистральных нефтепроводов, компенсации пиковых и сезонных неравномерностей потребления нефти, накопления запасов аварийного и стратегического резерва, для технологических операций по смешению, подогреву и доведению продуктов до определенной кондиции используются резервуарные парки.

35. Технологическое оборудование резервуарного парка включает в свой состав:

1) резервуары, оборудованные предохранительными, дыхательными клапанами (вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей); вентиляционными патрубками (вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей и понтоном, вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей); огневыми предохранителями; приемораздаточными патрубками и их компенсирующими системами; хлопущками; пробоотборниками; водоспуском с плавающими крышами (вертикальные стальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей); сифонными кранами; системой размыва осадка; люками; уровнемерами; приборами контроля, сигнализации, защиты;

2) устройства для обнаружения возгорания на объектах резервуарного парка

и оборудование для тушения пожаров;
3) нефтепроводы обвязки резервуаров;
4) задвижки, перекрывающие доступ нефти в резервуар и из резервуара;
5) устройства энергоснабжения, вспомогательные и другие устройства,
установленные в данном резервуарном парке и используемые для реализации
технологических процессов.

36. Техническое обслуживание объектов линейной части магистральных нефтепроводов заключается в выполнении комплекса профилактических работ по поддержанию объектов линейной части в работоспособном и исправном состоянии, включающего:

- 1) техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов;
- 2) очистку внутренней полости нефтепроводов.

Техническое обслуживание оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов является плановым профилактическим (предупредительным) мероприятием и включает в себя осмотр всех ее составляющих, регулировку, чистку и смазку отдельных узлов оборудования и сооружений, а также устранение мелких неисправностей, обнаруженных в процессе осмотра.

37. Периодичность осмотров определяется на основании разработанных планов в зависимости от объема работ, сложности рельефа трассы нефтепровода, времени года и технического состояния сооружений и оборудования линейной части.

Работы по текущему ремонту оборудования и сооружений линейной части производятся регулярно в течение года по планам-графикам, составленным соответствующими службами нефтепроводных управлений.

38. С целью восстановления пропускной способности нефтепровода и предупреждения накапливания на стенках отложений, а также подготовки участка нефтепровода к внутритрубному обследованию проводится очистка полости магистральных нефтепроводов пропуском очистных устройств.

39. С учетом планов перекачки, проведения внутритрубных инспекций и свойств нефти составляются и утверждаются годовые планы работ по очистке нефтепроводов.

40. Испытания на прочность и герметичность являются средством подтверждения работоспособности эксплуатируемого нефтепровода или его участков и также проводятся в следующих случаях:

- 1) если они не могут быть подвергнуты внутритрубной диагностике;
- 2) перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 3 года и более без освобождения от нефти;

3) перед вводом в работу нефтепроводов, которые были выведены из эксплуатации на срок 1 год и более с освобождением от нефти.

41. На каждом аварийно-восстановительном пункте ведется журнал учета работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту участка нефтепровода, закрепленного за аварийно-восстановительным пунктом.

42. Службы, эксплуатирующие линейную часть магистральных нефтепроводов, разрабатывают и используют следующую техническую документацию :

1) копии правоустанавливающих и идентификационных документов на земельные участки, необходимые для размещения и эксплуатации линейной части нефтепровода, домов линейных обходчиков и других зданий и (или) сооружений ;

2) планы, профили трассы обслуживания;

3) планы ликвидации возможных аварий;

4) схемы обслуживаемого участка магистральных нефтепроводов с ситуационным планом местности (переходы через реки и овраги, вдольтрассовые дороги и надземные коммуникации, автомобильные и железные дороги, места хранения аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты, коммуникации технического коридора, близлежащие населенные пункты);

5) технические паспорта на нефтепровод, подводные и воздушные переходы;

6) паспорта основного оборудования и сосудов, работающих под давлением;

7) паспорта и инструкции производителя на специальную и аварийную технику ;

8) материалы топографической съемки трассы нефтепровода;

9) графики планово-предупредительного ремонта;

10) должностные инструкции и инструкции по профессиям для обслуживающего персонала ;

11) договор (или инструкцию) на обслуживание объектов технического коридора ;

12) техническую документацию по эксплуатации магистральных нефтепроводов .

43. Все изменения по результатам произведенного технического обслуживания магистральных нефтепроводов вносятся в технологическую схему и доводятся до сведения обслуживающего персонала.

44. Сроки и периодичность технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств магистральных нефтепроводов устанавливаются в зависимости от технического состояния и соответствии с требованиями инструкций завода изготовителя по эксплуатации

технологического

оборудования.

45. Диагностирование линейной части и объектов магистральных нефтепроводов проводится для обеспечения безопасности, поддержания надежности, предупреждения отказов, определения фактического технического состояния, определения возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, определения количества и типов дефектов, их точной локализации и выбора наиболее эффективных методов ремонта для обеспечения безопасной эксплуатации, расчета допустимого рабочего давления, определения возможности продления срока службы линейной части и объектов магистральных нефтепроводов в процессе эксплуатации.

46. Диагностирование линейной части и объектов магистральных нефтепроводов осуществляется при наличии диагностической аппаратуры аттестованными организациями, а также специалистами, имеющими удостоверение, подтверждающее прохождение профессиональной подготовки, переподготовки, повышение квалификации работников опасных производственных объектов по вопросам промышленной безопасности в соответствии с Законом Республики Казахстан от 3 апреля 2002 года «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

47. Для средств измерений, применяемых при диагностике, применяются следующие мероприятия:

1) средства диагностики поверяются и вносятся в реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан;

2) средства диагностики градуируются (иметь шкалу, отображение измерительной информации и т.п.) в единицах измерений международной системы единиц «SI» или единицах измерений, не входящих в систему «SI», но допущенных к применению на территории Республики Казахстан решением уполномоченного органа, осуществляющего государственное регулирование в области технического регулирования;

3) укомплектовываются сертификатами об утверждении типа или метрологической аттестации, действующими свидетельствами о поверке, методикой поверки, комплектом документации, предусмотренной заводом-изготовителем, эксплуатационной документацией на государственном и русском языках.

48. Диагностирование линейной части магистральных нефтепроводов включает:

- 1) внутритрубную диагностику нефтепровода;
- 2) внешнее дефектоскопическое обследование участков нефтепровода с применением методов неразрушающего контроля;
- 3) оценку состояния изоляционных покрытий и эффективности работы

средств электрохимической защиты.

49. Диагностика проводится на плановой основе с учетом норм периодичности.

На основании результатов диагностирования планируются первоочередные мероприятия по предотвращению разрушения нефтепроводов, а также сроки и объемы работ по ремонту линейной части и объектов магистральных нефтепроводов.

50. При диагностировании оборудования нефтеперекачивающих станций с целью обеспечения его надежности и безопасности ставятся следующие задачи:

1) определение технического состояния оборудования, в том числе обнаружение и классификация дефектов (отказов), прогноз их развития;
2) определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования ;

3) определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

51. Номенклатура оборудования, подлежащего диагностированию, определяется соответствующим подразделением.

При проектировании новых и реконструкции существующих нефтеперекачивающих станций предусматриваются автоматизированные системы диагностического контроля основного и вспомогательного оборудования.

52. Определение фактического технического состояния оборудования производится на основе проверки соответствия и сравнения текущих значений его параметров с допустимыми и базовыми значениями.

Допустимые значения параметров, необходимых для оценки технического состояния оборудования, а также периодичность проведения планового контроля, назначаемая с учетом фактических показателей надежности, количества пусков и результатов, выполненных ранее диагностических и ремонтных работ, определяются в соответствии с технической документацией.

Базовые значения контролируемых параметров определяются с началом ведения работ по диагностике, после ввода нового или отремонтированного оборудования в эксплуатацию, а также замены узла или детали, которая вызвала изменение контролируемых параметров.

53. В рамках диагностирования оборудования нефтеперекачивающих станций проводится оперативное, плановое и внеплановое диагностирование технического состояния.

Оперативное (непрерывное) диагностирование - контроль технического состояния, при котором поступление информации о контролируемых параметрах происходит постоянно.

В объем оперативного диагностирования входят также технические осмотры объектов нефтеперекачивающих станций, которые проводятся согласно графику.

Плановое (периодическое) диагностирование - контроль фактического технического состояния оборудования нефтеперекачивающих станций по параметрам, позволяющим оценить техническое состояние оборудования, составить прогноз его работоспособности.

Внеплановое диагностирование — контроль технического состояния оборудования нефтеперекачивающих станций, проводимый в случае резкого изменения значений постоянно контролируемых параметров, а также, если по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта.

54. Источником информации, необходимой для проведения диагностирования и анализа причин изменения технического состояния оборудования, являются следующие базы данных: эксплуатационных параметров; отказов и наработок; планов и результатов проведения диагностирования и ремонтов.

55. По результатам технического диагностирования выдается заключение о техническом состоянии оборудования.

56. Параметры, используемые при оценке технического состояния, а также результаты диагностирования и прогнозирования ресурса сохраняются в базе данных автоматизированной системы контроля и управления магистральных нефтепроводов на протяжении всего времени эксплуатации однотипного оборудования.

57. Контроль работоспособности насосных агрегатов осуществляется при диагностировании по параметрическим и виброакустическим критериям.

58. Параметрическое диагностирование магистральных и подпорных насосных агрегатов обеспечивает обязательную оценку их технического состояния по следующим контролируемым параметрам: напору; потребляемой мощности и коэффициенту полезного действия насоса; давлению; температурам масла, сердечника статора, обмоток ротора и статора, подшипников, охлаждающей среды.

59. На основе параметрического диагностирования определяются причины, вызывающие ухудшение данных параметров, разработка и реализация мероприятий по улучшению и восстановлению напорной и энергетической характеристик насоса, определяются тенденции их изменения по мере наработки.

60. Вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводятся по следующим критериям:

- 1) по допустимому уровню вибрации;
- 2) по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;

3) по спектральным характеристикам.

61. Оценка работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации выполняется по результатам оперативного, планового и внепланового ви б р а ц и о н н о г о к о н т р о л я .

62. При оперативном контроле выполняется постоянное слежение за уровнем вибрации насосного агрегата в данный момент времени и динамике с возможностью ручной, автоматизированной или смешанной регистрации информации о величине вибрации.

63. При плановом вибродиагностическом контроле оценивается фактическое техническое состояние насосного агрегата, составляется прогноз его работоспособности с определением времени до ремонта или следующего вибродиагностического контроля, уточняются объем и вид ремонта, качество р е м о н т а .

64. Внеплановый вибродиагностический контроль вспомогательных насосов проводится в случае появления посторонних шумов, выявляемых во время о б х о д а .

65. Валы насосных агрегатов подвергаются входному и плановому дефектоскопическому контролю с учетом наработки и количества пусков в соответствии с нормативной документацией.

66. Методы и средства, применяемые для оценки технического состояния запорной арматуры, обеспечивают:

- 1) контроль внешней и внутренней герметичности;
- 2) выявление дефектов в материале корпуса, сварных швах, уплотнении ш т о к а ;
- 3) контроль работоспособности редуктора, электропривода, аппаратуры пуска и остановки, концевых и моментных выключателей.

67. Для определения фактического технического состояния технологических нефтепроводов производятся ревизия, испытания (в рамках п л а н о в о г о к о н т р о л я) .

68. Оборудование нефтеперекачивающих станций, отработавшее назначенный срок службы (назначенный ресурс), подлежит техническому освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации или списания.

69. Объем и периодичность технического обслуживания и ремонта оборудования нефтеперекачивающих станций в течение дополнительного срока службы устанавливаются по результатам технического освидетельствования.

70. Диагностирование резервуаров проводится в соответствии с техническими документами завода-изготовителя.

71. Частичное диагностирование проводится без вывода резервуаров из

эксплуатации, полное - после вывода резервуаров из эксплуатации, их опорожнения, очистки и дегазации.

72. На основании диагностирования резервуаров составляется с учетом возможности обеспечения надежной эксплуатации резервуарного парка график ремонта (в том числе капитального) резервуаров.

73. Отбраковка отдельных элементов резервуара или всего резервуара проводится на основании рассмотрения результатов полного диагностирования, условий эксплуатации с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

74. Основанием при решении вопроса о полной отбраковке резервуара является неудовлетворительное качество металла, как по механическим свойствам, так и по химическому составу.

75. Оценка технического состояния и необходимость ремонта линейной части нефтепровода, выбор вида и способа ремонта производятся на основе анализа:

- 1) данных внутритрубной диагностики;
- 2) данных об изменении защитного потенциала нефтепровода за период эксплуатации;
- 3) данных дефектоскопии изоляционного покрытия;
- 4) прогноза технического состояния и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации обследованных участков, полученных от специализированных организаций, проводивших диагностирование;
- 5) сведений о ранее выявленных дефектах;
- 6) параметра потока отказов нефтепровода;
- 7) технических данных нефтепровода и их соответствия проектным показателям;
- 8) фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода.

76. По результатам анализа и обработки полученной информации проводятся:

- 1) уточнение местоположения дефектного участка нефтепровода;
- 2) определение ремонтпригодности обследованного участка;
- 3) планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения нефтепровода;
- 4) выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности нефтепровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

77. Оценка технического состояния объектов нефтеперекачивающих станций (резервуаров, технологических нефтепроводов) проводится на основе анализа результатов комплексного диагностирования.

78. Ремонтные работы на линейной части магистральных нефтепроводов

в к л ю ч а ю т :

1) текущий ремонт (вантузов, задвижек, воздушных переходов, узлов пуска и приема средств очистки и диагностики, средств электрохимической защиты и т.п.);

2) капитальный ремонт (с заменой труб, с заменой изоляционного покрытия, выборочный ремонт);

3) аварийно-восстановительный ремонт.

79. Для оборудования нефтеперекачивающих станций предусматриваются:

1) технический осмотр;

2) ремонт, выполняемый по фактическому техническому состоянию (текущий, капитальный) или плановый при выборе системы планово-предупредительного ремонта;

3) внеплановый (аварийно-восстановительный) ремонт;

4) регламентные работы.

80. Планирование работ по ремонту нефтепровода проводится в зависимости от предельного срока эксплуатации дефектов, информация о которых представлена в техническом отчете внутритрубной диагностики, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов.

81. Производство основных ремонтных работ начинается после выполнения организационных и подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком трассы участка нефтепровода под ремонт и письменного разрешения уполномоченных лиц собственника (оператора) на производство работ.

82. Текущий ремонт линейной части выполняется совместно с техническим обслуживанием нефтепровода по утвержденному графику.

83. В планы-графики текущего ремонта в течение календарного года вносятся дополнения по результатам выполненных осмотров, обследований, испытаний.

Сокращение объемов работ, предусмотренных утвержденным планом текущего ремонта, допускается только по согласованию с собственником магистрального нефтепровода (оператором).

84. Капитальный ремонт нефтепровода по характеру и технологии проведения работ подразделяют на следующие виды:

1) с заменой труб, включающий полную замену дефектного участка нефтепровода новым;

2) с заменой изоляционного покрытия, включающий полную замену изоляционного покрытия с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки нефтепровода;

3) выборочный ремонт, включающий ремонт участков нефтепроводов с опасными и потенциально опасными дефектами стенки, выявленными при

обследовании внутритрубными инспекционными снарядами, а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участками, примыкающими к узлам линейной арматуры).

85. Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) производится в зависимости от:

- 1) технико-экономических показателей по видам и методам ремонта;
- 2) плотностей распределения дефектов по длине нефтепровода;
- 3) состояния изоляционного покрытия.

86. Капитальный, а также выборочный капитальный ремонт магистральных нефтепроводов выполняется в соответствии с проектом, разработанным проектной организацией, имеющей лицензию, и проектом производства работ, разработанным организацией, выполняющей ремонт.

87. Каждый ремонт отражается в паспорте нефтепровода.

88. Перед началом ремонтных работ заказчик и подрядчик ставят в известность владельцев сооружений технического коридора о начале и сроках проведения работ по капитальному ремонту.

89. Для осуществления технического надзора за качеством ремонта, соблюдением технологического режима и приемкой выполненных работ назначается ответственное лицо из числа специалистов технических служб. Для этих целей также могут быть привлечены специализированные организации.

90. Текущий ремонт запорной арматуры и механического оборудования линейных сооружений нефтепровода выполняется подразделениями аварийно-восстановительной службы, капитальный ремонт - специализированными организациями.

91. Ремонт электротехнических установок, оборудования и устройств электрохимической защиты, телемеханических систем автоматизации линейной части магистральных нефтепроводов выполняется специализированными службами.

92. Вывод магистральных нефтепроводов из эксплуатации осуществляется в целях ремонта, консервации или ликвидации магистральных нефтепроводов. При выводе из эксплуатации магистральный нефтепровод переводится в безопасное состояние.

93. При выводе объекта магистрального нефтепровода из эксплуатации с целью исключения его из перечня опасных производств (перевод в безопасное состояние) проводится ряд технологических мероприятий по опорожнению нефтепроводов, оборудования и емкостей от нефти, ликвидации складов горюче-смазочных материалов, снижению (отключению) энергопотребления (энергоснабжения) и изменению условий функционирования других систем нефтеперекачивающих станций (головных нефтеперекачивающих станций) в

зависимости от конечных целей принятого решения.

94. Перевод нефтеперекачивающей станции (головной нефтеперекачивающей станции) в безопасное состояние может предшествовать консервации оборудования или ликвидации объекта.

95. Для сохранения исправности и работоспособности оборудования объектов, временно выведенных из эксплуатации, проводится комплекс мероприятий (консервация) и организуется техническое обслуживание недействующего объекта.

96. Консервации подлежит исправное оборудование, прошедшее предварительное освидетельствование, техническое диагностирование, дефектоскопию с целью определения остаточного ресурса и целесообразности консервации.

97. Для расконсервации объектов (оборудования) и ввода их в действие составляется рабочая программа с указанием перечня работ, порядка и сроков их выполнения.

98. При вводе оборудования объектов магистральных нефтепроводов в эксплуатацию после расконсервации проводятся ревизия, проверка, обкатка, испытание и приемка в эксплуатацию в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

99. Период подконтрольной эксплуатации объекта магистрального нефтепровода после расконсервации устанавливается проектной документацией.

100. Для выполнения работ по демонтажу объектов и оборудования разрабатывается проектная документация на демонтаж.

101. Согласование, утверждение, экспертиза проектной документации на вывод объектов магистральных нефтепроводов из эксплуатации, контроль за производством работ осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

2. Оперативно-диспетчерское управление магистральными нефтепроводами

102. Оперативно-диспетчерское управление магистральными нефтепроводами обеспечивает круглосуточное и непрерывное поддержание заданных режимов функционирования магистральных нефтепроводов, контроль работы оборудования, необходимую последовательность выполнения операций при управлении оборудованием и автоматическую защиту оборудования и нефтепровода при оптимальном количестве обслуживающего персонала.

103. Объектами автоматизации на магистральных нефтепроводах являются :

- 1) головные нефтеперекачивающие станции с магистральными, подпорными насосными, резервуарными парками;
- 2) промежуточные нефтеперекачивающие станции с магистральными насосными ;
- 3) станции/пункты подогрева нефти;
- 4) узел учета нефти/система измерения количества и качества нефти;
- 5) вспомогательные инженерные сооружения;
- 6) линейная часть магистральных нефтепроводов.

104. Система автоматизации линейной части магистральных нефтепроводов предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления технологическим оборудованием линейной части магистральных нефтепроводов и измерения технологических параметров:

- 1) давления в рабочих и отключенных нефтепроводах;
- 2) величины защитного потенциала «труба-земля»;
- 3) величины тока и напряжения на выходе станций электрохимической защиты ;
- 4) расхода нефти ;
- 5) температуры нефти ;
- 6) температуры нетронутого грунта;
- 7) регулирования выходного тока станции электрохимической защиты;
- 8) состояния охранной сигнализации пункта контроля и управления и колодцев отбора технологических параметров;
- 9) состояния и положения линейной запорной арматуры;
- 10) состояния средств электрохимзащиты;
- 11) сигнализации прохождения средств очистки и диагностики;
- 12) минимальной температуры в пункте контроля и управления;
- 13) наличия напряжения вдольтрассовой линии электропередачи;
- 14) сигнализации максимального уровня в емкости сбора утечек камеры приема-пуска средств очистки и диагностики;
- 15) сигнализации затопления колодцев отбора технологических параметров;
- 16) состояния автоматических пунктов секционирования воздушных или комбинированных, вдольтрассовых линий электропередачи (реклоузеры);
- 17) управления режимом работы средств электрохимической защиты.

105. Система автоматизации сливо-наливных эстакад предназначена для обеспечения автоматической защиты, контроля и управления технологическим процессом слива-налива и обеспечивает исполнение следующих функций:

- 1) контроля основных технологических параметров;

- 2) дистанционного управления работой технологического оборудования;
- 3) автоматического управления технологическим процессом по технологическому регламенту.

106. Система автоматизации резервуарного парка предназначена для обеспечения исполнения функций автоматической защиты, контроля и управления технологическим процессом и измерения технологических параметров резервуарного парка:

- 1) измерения уровня в резервуарах;
- 2) измерения температуры нефти;
- 3) оперативного учета нефти;
- 4) дистанционного управления работой технологического оборудования;
- 5) дистанционного управления задвижками резервуарного парка и сигнализацию их положения;
- 6) автоматического управления оборудованием по технологическому регламенту;
- 7) аварийной сигнализации максимального уровня в резервуарах;
- 8) аварийной сигнализации при срабатывании защит.

107. Система автоматизации станции/пункта подогрева нефти обеспечивает безаварийную эксплуатацию и требуемые режимы функционирования технологического оборудования путем осуществления:

- 1) контроля основных технологических параметров;
- 2) дистанционного управления работой технологического оборудования;
- 3) автоматического управления оборудованием по технологическому регламенту.

108. Основные назначения системы противоаварийной автоматической защиты:

- 1) предупреждение возникновения аварийных ситуаций;
- 2) автоматический перевод технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, в том числе отказов системы автоматизации или ошибочных действий персонала;
- 3) блокировка оборудования при сохранении активности аварийных сигналов

Система противоаварийной автоматической защиты работает параллельно и независимо от автоматизированной системы управления технологическими процессами станции.

109. Пуск нефтепровода после плановых ремонтных работ или аварийных остановок производится диспетчером в режиме местного управления.

Вывод на заданный режим нефтепровода, оснащенного системой автоматизации, осуществляется непосредственно диспетчером, а при отсутствии

на нефтепроводах системы автоматизации - оперативным персоналом местного диспетчерского пункта под руководством диспетчера в режиме местного управления .

110. Все плановые пуски, остановки, переключения, изменения режима на нефтепроводах производятся с разрешения диспетчера.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных с остановкой нефтепровода, диспетчер действует согласно внутренней инструкции при возникновении аварийных ситуаций на объектах магистральных нефтепроводов.

111. Средства производственно-технологической связи служат для организации централизованного управления работой нефтепровода, являются технической базой для системы управления технологическими процессами нефтепровода .

112. Производственно-технологическая связь предусматривается в следующем объеме :

1) диспетчерская связь диспетчера главного диспетчерского управления с диспетчером территориального центрального диспетчерского пункта;

2) диспетчерская связь диспетчера центрального диспетчерского пункта с диспетчером нефтепроводного управления магистрального нефтепровода, операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными ему оперативными службами;

3) диспетчерская связь диспетчера нефтепроводного управления с операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными ему оперативными службами;

4) селекторная связь для связи совещаний;

5) видеоконференцсвязь для проведения совещаний;

6) селекторная связь для совещаний с нефтеперекачивающими станциями, пунктами подогрева нефти, наливными станциями и другими подчиненными им оперативными службами ;

7) селекторная связь для связи диспетчера нефтепроводного управления с операторами нефтеперекачивающих станций, пунктов подогрева нефти наливных станций и другими подчиненными ему оперативными службами;

8) каналы связи для системы диспетчерского контроля и управления (SCADA) нефтепровода ;

9) каналы связи для автоматизированной системы управления;

10) междугородная автоматическая оперативно-производственная телефонная связь ;

11) местная автоматическая оперативно-производственная телефонная связь;

12) междугородная и местная факсимильная связь;

13) радиосвязь с подвижными объектами, находящимися на трассе

н е ф т е п р о в о д а ;

14) телефонная связь с пунктом контроля и управления.

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан