



Каспийский Трубопроводный Консорциум

СОГЛАСОВАНО

Генеральный менеджер по эксплуатации

_____ В.А. Шмаков

« 30 » 08 2018

Менеджер по ЭиТО ЛЧ

_____ В.В. Иваненков

« 29 » 08 2018

УТВЕРЖДАЮ

Департамент по эксплуатации

_____ Д. Фэйи

« 30 » 08 2018

ВРД КТК 39.08.2018

РЕГЛАМЕНТ

**ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И РЕМОНТУ
ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ КТК**

Версия 2.0

Дата введения 31.08.2018

Разработан службой
эксплуатации

Распоряжение № Out-D-CPCR-0356-2018 от 31.08.2018,
Out-D-CPCCK-0082-2018 от 31.08.2018

СОДЕРЖАНИЕ

| | Стр. |
|---|------|
| 1. Назначение | 3 |
| 2. Область применения | 3 |
| 3. Термины и определения | 3 |
| 4. Принятые сокращения | 3 |
| 5. Нормативные ссылки | 3 |
| 6. Состав подводного перехода | 3 |
| 7. Техническая документация | 4 |
| 8. Классификация технического состояния подводного перехода | 6 |
| 9. Организация технического обслуживания и ремонта подводных переходов | 8 |
| 10. Техническое обслуживание подводных переходов | 9 |
| 11. Контроль технического состояния подводных переходов | 10 |
| 12. Текущий и капитальный ремонт подводных переходов | 16 |
| 13. Аварийно-восстановительные работы на подводных переходах | 16 |
| 14. Охрана окружающей среды | 19 |
| 15. Обеспечение пожарной безопасности | 19 |
| 16. Охрана труда | 19 |
| 17. Приложения | 20 |
| Приложение А Термины и определения | 20 |
| Приложение Б Список использованных сокращений | 21 |
| Приложение В (обязательное) Методические указания по полному приборному обследованию подводных переходов, выполненных траншейным способом | 22 |
| Приложение Г (рекомендуемое) Акт обследования подводного перехода | 26 |
| Приложение Д (рекомендуемое) Ведомость промеров глубины реки | 28 |
| Приложение Е Технический паспорт подводного перехода КТК | 29 |

1. НАЗНАЧЕНИЕ

1.1. Настоящий документ устанавливает порядок организации и выполнения работ по контролю состояния, техническому обслуживанию, ремонту и ликвидации аварий на подводных переходах нефтепроводной системы (ППНС) КТК.

1.2. Регламент является основополагающим документом при планировании и проведении технического обслуживания и ремонта подводных переходов, а также при разработке комплекта документов, конкретизирующих отдельные положения регламента.

2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий регламент распространяется на подводные переходы, установленные проектом строительства нефтепроводной системы КТК и предназначен для использования в производственной деятельности структурными подразделениями КТК, а также подрядными организациями, при планировании и выполнении работ по ТОР на подводных переходах.

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В регламенте применяются термины и определения, приведенные в приложении А.

4. ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В регламенте используются сокращения, приведенные в приложении Б.

5. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы.
2. СП 36.13330.2010. Магистральные трубопроводы.
3. ПСТ РК 42-2015 Магистральные нефтепроводы. Техническая эксплуатация.
4. СТ РК 2081-2011 Магистральные нефтепроводы Требования безопасности при эксплуатации.
5. ВРД КТК 09.09.2014 Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК.
6. ВРД КТК 26.01.2008 Регламент по организации и планированию работ по ТОР оборудования и сооружений линейной части нефтепроводной системы КТК.
7. ВРД КТК 34.09.2014 Регламент организации производства работ в охранной зоне нефтепровода.
8. ВРД КТК 111.12.2012 Правила безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы КТК.

6. СОСТАВ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

6.1. К подводным переходам относятся участки нефтепровода, проходящие ниже уровня дна водных преград шириной в межень более 25 м.

6.2. Границами подводного перехода, определяющими его длину, являются:

- запорная арматура, установленная на берегах;
- для переходов, не имеющих отсекающих задвижек – граница горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности.

6.3. Прокладка трубопровода через водную преграду осуществляется:

- траншейным способом с заглублением в донный грунт;
- бестраншейным методом (методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ)).

6.4. В состав подводного перехода входят следующие сооружения и оборудование (элементы подводного перехода):

- 1) участок магистрального нефтепровода в границах подводного перехода с защитной и балластирующей конструкциями;
- 2) узлы береговой запорной арматуры;
- 3) берегоукрепительные и дноукрепительные сооружения, предназначенные для предотвращения размыва трубопровода;
- 4) сигнальные знаки охранной зоны подводного перехода на судоходных реках;
- 5) указательные и створные знаки оси трубопровода на береговых участках перехода;
- 6) стационарные знаки постоянного съемочного обоснования (ПСО);
- 7) станции электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопровода;
- 8) трансформаторные подстанции и линии электропередачи для обеспечения энергией электроприводов береговых задвижек, средств ЭХЗ, линейной телемеханики, освещения;
- 9) узлы отбора давления, отдельно расположенные вантузы, смотровые колодцы, манометрические узлы, сигнализаторы прохождения внутритрубных устройств.

6.5. Сигнальные знаки охранной зоны подводных переходов на судоходных и сплавных реках в период навигации должны освещаться в ночное время.

6.6. Стационарные створные знаки переходов должны быть установлены на оси трубопровода, по одному знаку на каждом берегу.

6.7. На каждом берегу подводного перехода должны быть установлены не менее двух стационарных геодезических знаков (реперов), которые закладываются ниже глубины промерзания грунта и оформляются согласно «Инструкции по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500» ГКИНП-02-033-82.

7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

7.1. При организации и выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту необходимо руководствоваться:

- проектной и исполнительной документацией на подводные переходы;

- законодательной и нормативной документацией Российской Федерации и Республики Казахстан, внутренними нормативными документами Компании;
- оперативной документацией по эксплуатации нефтепроводной системы КТК (включая отчеты и акты по контролю состояния подводных переходов, планы ликвидации возможных аварий на подводных переходах, проекты производства ремонтных работ);
- настоящим регламентом.

7.2. Региональные службы эксплуатации КТК, в ведении которых находятся подводные переходы, должны иметь следующую техническую документацию:

- проектные планы подводных переходов и продольные профили трубопровода;
- исполнительную документацию по контролю качества при приемке в эксплуатацию подводного перехода;
- планы ликвидации возможных аварий;
- технические паспорта подводных переходов;
- отчеты и акты по результатам контроля состояния подводных переходов;
- график работ по контролю состояния, техническому обслуживанию и ремонту подводных переходов;
- настоящий регламент.

7.3. Технический паспорт подводного перехода.

7.3.1. На каждый переход нефтепроводной системы через водную преграду шириной в межень более 25 м должен быть составлен технический паспорт.

7.3.2. Технический паспорт должен включать разделы, в которых приводятся:

- а) конструктивные особенности подводного перехода и технические характеристики его элементов;
- б) сведения о гидрологических характеристиках участка водной преграды и климатических условиях в районе перехода;
- в) сведения о работах, проводимых на подводном переходе за весь период эксплуатации;
- г) основные сведения по ликвидации возможных аварий на подводном переходе.

7.3.3. Сведения о работах, проводимых на подводном переходе, и их результатах вносятся в технический паспорт региональной службой эксплуатации в срок не более 10 дней после передачи исполнительной документации.

7.3.4. Технические паспорта подводных переходов оформляются в бумажном виде и хранятся в региональных службах эксплуатации. Кроме того, для удобства использования информационных материалов, паспорта подводных переходов могут быть выполнены в электронной версии.

Форма технического паспорта подводного перехода нефтепровода КТК приведена в обязательном приложении Е.

8. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

8.1. Техническое состояние подводных переходов классифицируется по трем категориям:

- 1) исправные, когда все элементы подводного перехода соответствуют требованиям установленной нормативно-технической документации и проекту;
- 2) работоспособные с ограниченным ресурсом, когда один или несколько элементов подводного перехода повреждены или находятся в состоянии близком к отказу;
- 3) неработоспособные, если произошла потеря герметичности нефтепровода или снижение параметров перекачки нефти ниже уровня, установленного нормативно-технической документацией.

8.2. Для решения задач технического обслуживания и ремонта техническое состояние работоспособных подводных переходов подразделяется на три уровня:

- а) удовлетворительное состояние;
- б) неудовлетворительное состояние;
- в) предаварийное состояние.

8.3. Параметрами технического состояния подводного перехода являются:

- глубина залегания трубопровода в грунте;
- состояние антикоррозионной защиты трубопровода;
- размеры дефектов металла и сварных швов, а также дефектов формы труб;
- состояние сооружений для защиты трубопровода от размыва;
- состояние оборудования подводного перехода на береговых участках.

8.4. Классификация подводных переходов по техническому состоянию приведена в таблице 1.

Таблица 1

| Техническое состояние | Критерии технического состояния |
|-----------------------|---|
| Исправное | В процессе эксплуатации при проявлении переформирований реки заглубление трубопровода соответствует установленным нормам проектирования Отсутствуют нарушения сплошности изоляции, коррозионные дефекты Отсутствуют или находятся в допустимых пределах дефекты металла и сварных швов, а также дефекты формы труб Сооружения для защиты трубопровода от размыва соответствуют |

| | |
|---|---|
| | <p>проектным требованиям</p> <p>Элементы подводного перехода (см. п. 6.4) не повреждены</p> |
| Работоспособное удовлетворительное | <p>Минимальная глубина залегания трубопровода в русле от 1 м до 0,5 м, на береговых участках от 0,8 м до 0,5 м, возможен размыв трубопровода в ближайшие 3-5 лет</p> <p>Присутствуют нарушения сплошности изоляции трубопровода, который обеспечен электрохимической защитой</p> <p>Коррозионные дефекты, нарушения качества металла труб и сварных швов находятся в допустимых пределах</p> <p>Присутствуют повреждения сооружений для защиты трубопровода от размыва, оборудования подводного перехода на береговых участках, которые возможно устранить при техническом обслуживании</p> |
| Работоспособное неудовлетворительное | <p>Оголение трубопровода в русле или на береговых участках</p> <p>Присутствуют нарушения сплошности изоляции трубопровода, на котором длительное время не поддерживался минимальный защитный потенциал</p> <p>На трубопроводе имеются неопасные коррозионные дефекты, дефекты металла и сварных швов, дефекты формы труб</p> <p>Сооружения для защиты трубопровода от размыва имеют повреждения, для устранения которых необходим ремонт</p> |
| Работоспособное предавварийное | <p>Оголение трубопровода более чем на половину диаметра в русловой части судоходной реки независимо от наличия провисания или длины размывтого участка</p> <p>Провисание трубопровода длиной более 20 Ду в русловой части несудоходной реки</p> <p>Провисание трубопровода на приурезных и береговых участках в зоне действия ледохода и паводкового течения</p> <p>По данным диагностики, на трубопроводе имеются опасные коррозионные дефекты, дефекты сварных швов, формы труб</p> |
| Неработоспособное | <p>Повреждение стенки трубы, требующее снижения параметров перекачки нефти</p> <p>Повреждение стенки трубы с потерей герметичности</p> |

9. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

9.1. Основной принцип поддержания проектных характеристик подводного перехода в процессе эксплуатации заключается в организации системы технического обслуживания и ремонта (ТОР) по техническому состоянию. Система ТОР подводных переходов включает следующие виды работ, проводимых по заранее составленному плану:

- контроль технического состояния подводных переходов;
- межремонтное техническое обслуживание подводных переходов;
- плановый ремонт, который в соответствии с назначением, характером и объемом выполняемых работ подразделяется на текущий и капитальный.

В процессе эксплуатации магистрального трубопровода на участках подводных переходов может возникнуть необходимость в проведении внепланового (аварийно-восстановительного) ремонта.

9.2. Оценка технического состояния подводного перехода нефтепровода и принятие решения о необходимости ремонта подводного перехода нефтепровода должны проводиться региональными службами эксплуатации на основе анализа:

- 1) результатов контроля технического состояния подводного перехода;
- 2) результатов обследования коррозионного состояния нефтепровода на подводном переходе;
- 3) сведений о ранее выявленных и устраненных дефектах, повреждениях, авариях;
- 4) прогноза технического состояния и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации подводного перехода, полученных от специализированных организаций;
- 5) технических данных перехода и его соответствия проектным характеристикам;
- 6) фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода.

9.3. По результатам анализа проводится:

- уточнение местоположения и определение ремонтпригодности дефектного участка;
- планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения нефтепровода;
- при необходимости - дополнительный дефектоскопический контроль дефекта (внешнее дефектоскопическое обследование);
- выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефекта, ремонтпригодности дефектного участка, перспективы загруженности нефтепровода.

9.4. Ремонтные работы на подводных переходах нефтепроводной системы КТК включают:

- текущий ремонт береговой запорной арматуры и сооружений;
- капитальный ремонт (с заменой труб, с заменой изоляционного покрытия, выборочный ремонт трубопровода);

- аварийно-восстановительный ремонт.

9.5. Ремонтные работы на ППНС выполняются в соответствии с утвержденными планами и объемами работ, которые составляются на основании заключений о техническом состоянии объектов.

9.6. В течение календарного года допускается корректировка утвержденных планов-графиков текущего и капитального ремонта по согласованию с руководством Службы эксплуатации КТК. Основанием для корректировки являются результаты выполненных обследований и испытаний.

9.7. Ремонтные работы выполняются организацией, имеющей разрешительную документацию в соответствии с требованиями законодательства РФ и РК.

9.8. Все ремонтные работы должны сопровождаться ведением исполнительной документации с соблюдением требований соответствующей нормативной документации.

Не допускается выполнение ремонтных работ без проекта производства работ и оформленных надлежащим образом нарядов-допусков и других разрешительных документов.

9.9. Ответственным за ТОР подводных переходов в регионе является менеджер по ЭиТО ЛЧ региона. Общий контроль по всем региональным подразделениям осуществляет Менеджер по ЭиТО ЛЧ.

9.10. Для выполнения текущего технического обслуживания, ремонта и аварийного реагирования на ППНС используются базы технического обслуживания подрядчика по ТО.

9.11. Для осуществления технического надзора за качеством ремонтных работ, соблюдением технологического режима и приемкой выполненных работ приказом по КТК должно назначаться ответственное лицо из числа специалистов технических служб.

Для этих целей также может быть привлечена специализированная организация, обладающая соответствующим опытом, оборудованием, квалифицированным персоналом и имеющая право (лицензию) на осуществление данного вида деятельности.

Контроль качества ремонтных работ должен подтверждаться исполнительной документацией в виде текстовых и графических документов, фотографий.

9.12. Перед началом ремонта возможно проведение частичного или специального обследования с целью уточнения решений, принятых на этапе планирования.

9.13. При проведении текущего или капитального ремонта дополнительно выполняются все необходимые операции технического обслуживания.

9.14. Работы по ремонту подводных переходов должны выполняться с соблюдением правил охраны труда и правил, действующих в КТК.

10. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

10.1. В состав мероприятий планового технического обслуживания подводных переходов нефтепровода КТК входят:

- а) контроль технического состояния подводного перехода и его элементов с целью определения их способности (или неспособности) к дальнейшей эксплуатации;
- б) устранение мелких повреждений, выявленных при контроле состояния подводного перехода;
- в) регламентное обслуживание береговой запорной арматуры;
- г) осуществление мероприятий по подготовке подводного перехода к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку.

10.2. Все мероприятия технического обслуживания подводного перехода должны выполняться, как правило, без остановки перекачки.

Отдельные операции технического обслуживания береговых задвижек выполняются в период плановой остановки перекачки нефти.

10.3. Работы по техническому обслуживанию подводных переходов должны выполняться с соблюдением правил охраны труда, окружающей среды и пожарной безопасности, а также правил, действующих в КТК.

11. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

11.1. Работы по контролю технического состояния подводных переходов выполняются с целью выявления факторов, которые могут создать угрозу безопасности и надежности эксплуатации нефтепроводной системы.

11.2. Работы по контролю технического состояния подводных переходов должны выполняться регулярно, с периодичностью, которая устанавливается настоящим регламентом, силами структурных подразделений КТК или специализированными организациями, имеющими необходимую разрешительную документацию на занятие видом деятельности.

11.3. Необходимость во внеплановом контроле подводного перехода и требования к его виду определяются региональными службами эксплуатации нефтепроводной системы КТК или государственными надзорными органами.

Внеплановый контроль следует выполнять в следующих случаях:

- при обнаружении признаков аварийного состояния трубопровода;
- при существенных изменениях нагрузок или воздействий относительно проектных;
- при планировании капитального ремонта или реконструкции подводного перехода;
- при возникновении чрезвычайной ситуации.

Объем внепланового контроля определяется в каждом конкретном случае с учетом решаемых задач, наличия информации о текущем состоянии объекта, других факторов.

11.4. Для контроля технического состояния подводного перехода необходимо проводить:

- а) технический осмотр охранной зоны подводного перехода;
- б) внешнее обследование подводного перехода;

в) техническое диагностирование трубопровода на подводном переходе.

11.5. Целью технического осмотра подводного перехода является:

- выявление утечки нефти по ее выходу на поверхность грунта или воды;
- выявление и предотвращение производства посторонних работ, нахождения посторонней техники и сооружений в охранной зоне;
- контроль правильности производства согласованных работ вблизи нефтепровода и соблюдения мер безопасности
- выявления мест размыва защитного слоя грунта, оголений нефтепровода на береговых участках перехода;
- определение технического состояния сооружений и оборудования на береговых участках подводного перехода;
- выявление неисправностей на близлежащих сооружениях и объектах, реально угрожающих целостности нефтепровода.

11.6. Технические осмотры подводного перехода выполняются методом наземного (объезд или пеший обход) или воздушного (облет) патрулирования.

11.7. Результаты осмотров должны записываться в соответствующий журнал патрулирования (наблюдений).

Рекомендуется использовать фотосъемку для документирования результатов осмотра.

11.8. К основным задачам внешнего обследования подводного перехода нефтепровода относятся:

- технический осмотр подводного перехода;
- определение фактического планового положения трубопровода с погрешностью не более 0,5% от масштаба геодезической съемки;
- определение фактического высотного положения забалластированного трубопровода;
- определение толщины защитного слоя грунта до верха забалластированного трубопровода от дна водоема с погрешностью не более 0,1 м;
- определение наличия оголенных (размытых) и провисающих участков трубопровода;
- измерение высоты провиса трубопровода (возвышения трубопровода над дном) с погрешностью не более 0,1 м и протяженности провиса с погрешностью не более 0,5 м для определения объема ремонтных работ по устранению провиса;
- определение мест нарушения сплошности изоляционного покрытия трубопровода;
- выявление изменений рельефа дна, местоположения береговых склонов и крупных аккумулятивных форм в русле по сравнению с предыдущими периодами (проектирование,

строительство, предыдущие обследования перехода), установление угрозы размыва трубы в результате русловых переформирований;

- оценка состояния сооружений защиты трубопровода от размыва;
- оценка состояния оборудования на береговых участках подводного перехода;
- определение наличия посторонних предметов в створе перехода.

11.9. В зависимости от объема работ и решаемых задач внешние обследования подводного перехода делятся на полные, частичные и специальные.

11.10. При полном обследовании выполняются работы, необходимые для оценки всех параметров технического состояния, указанных в п. 8.3.

Основные требования к технологии наружного обследования подводных переходов, выполненных траншейным методом, изложены в приложении В.

11.11. Частичное обследование выполняется для определения или уточнения значений одного или нескольких параметров технического состояния подводного перехода (промеры глубин водной преграды, поиск мест нарушения сплошности изоляции и др.).

11.12. Специальное обследование выполняется для решения какой-либо специфической задачи с применением специальных технических средств и инструментов.

Рекомендуемыми видами специального обследования подводного нефтепровода являются:

- контроль состояния изоляционного покрытия и коррозионного состояния подводного трубопровода, проводимый в составе комплексного обследования противокоррозионной защиты нефтепровода;
- идентификация и внешнее дефектоскопическое обследование аномалий, обнаруженных на подводном трубопроводе по данным диагностики;
- контроль грунтовых вод в районе перехода, выполненного методом ГНБ.

11.13. Проведение частичных и специальных обследований планируется в зависимости от результатов комплекса работ по контролю технического состояния подводных переходов.

11.14. Объемы работ и требования к контролю состояния подводного перехода должны быть изложены в техническом задании на обследование, с которым должны быть ознакомлены непосредственные исполнители работ.

11.15. Объемы выполненных работ, условия и результаты полного, частичного или специального обследования должны оформляться первичным документом – актом обследования подводного перехода, содержание которого заносится в паспорт подводного перехода.

Рекомендуемая форма акта приведена в приложении Г.

11.16. По результатам полного или специального обследования должен составляться технический отчет, который представляется в соответствующую региональную службу в оговоренные сроки.

11.17. Технические отчеты должны включать рекомендуемые мероприятия по обеспечению безаварийной эксплуатации подводных переходов.

Рекомендуемые мероприятия могут быть трех видов:

- 1) мероприятия срочного характера, выполняемые немедленно или в указанный срок, невыполнение которых может привести к аварии;
- 2) мероприятия временного характера, выполняемые в течение года чтобы приостановить процесс изменения технического состояния подводного перехода;
- 3) мероприятия, выполнение которых возможно в течение периода времени, превышающего один год.

11.18. Оперативные информационные материалы (описание, эскизы, фото, видеосъемка и др.), подтверждающие необходимость принятия срочных мер, исполнитель работ обязан передавать в региональную службу эксплуатации нефтепроводной системы незамедлительно.

11.19. Техническое диагностирование трубопровода на подводном переходе выполняется в основном с помощью внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС), в которых используются различные методы неразрушающего контроля (внутритрубная диагностика).

Возможно применение диагностических систем, основанных на акустико-эмиссионном методе.

11.20. Внутритрубная диагностика участка подводного перехода выполняется, как правило, в составе диагностики линейной части нефтепровода.

В обоснованных случаях на подводном переходе могут быть смонтированы стационарные или временные камеры пуска и приема ВИС, обеспечивающие его диагностирование.

11.21. Для технического диагностирования трубопровода, а также береговой запорной арматуры, методом акустической эмиссии могут применяться стационарные или мобильные системы.

11.22. Основные виды работ по техническому обслуживанию подводных переходов, в том числе выполненных способом ГНБ, и периодичность их выполнения приведены в таблице 1.

Таблица 1

| Объект/Наименование работ | Сроки выполнения |
|--|-----------------------------|
| Охранная зона подводного перехода | |
| Воздушное патрулирование в период зимней и летней межени, ледохода и паводка | не реже 1 раза в две недели |

| | |
|---|---|
| Наземное патрулирование, осмотр сооружений и оборудования на береговых участках перехода | 1 раз в месяц |
| Наземное патрулирование, осмотр состояния береговых склонов и надводной части сооружений для защиты трубопровода от размыва | 1 раз в год в период летней межени дополнительно – после аномальных паводков |
| Восстановление и устройство отводов ливневых вод с целью предупреждения размыва трубопровода | В течение месяца с момента обнаружения |
| Проверка освещения сигнальных знаков на переходах через судоходные реки | 1 раз в неделю в период судоходства |
| Поправка сигнальных знаков охранной зоны на переходах через судоходные реки | 1 раз в год в весенний период или в течение недели с момента обнаружения повреждения |
| Окраска стационарных знаков постоянного съемочного обоснования, восстановление окопки, | 2 раза в год в весенний и осенний период |
| Устранение повреждений информационных знаков, поправка надписей, покраска | 2 раза в год в весенний и осенний период или в течение недели с момента обнаружения повреждения |
| Вырубка древесной растительности высотой более 3 м, ухудшающей видимость информационных и сигнальных знаков | В течение месяца с момента обнаружения |
| Ремонт, окраска, проверка работоспособности оборудования, стационарно расположенного на рубежах ЛАРН | 1 раз в год после половодья |
| Поправка откосов земляных амбаров на рубежах ЛАРН, очистка от сорной растительности | По необходимости |
| Подводный переход | |
| Полное обследование перехода, находящегося в исправном состоянии: для судоходной реки для несудоходной реки | 1 раз в 3 года 1 раз в 5 лет |
| Полное обследование перехода, находящегося в удовлетворительном состоянии: для судоходной реки для несудоходной реки | 1 раз в 2 года 1 раз в 3 года |

| | |
|---|--|
| <p>Полное обследование перехода, находящегося в неудовлетворительном состоянии:</p> <p>для судоходной реки</p> <p>для несудоходной реки</p> | <p>1 раз в год</p> <p>1 раз в 2 года</p> |
| <p>Полное обследование перехода, находящегося в предаварийном состоянии</p> | <p>Перед капитальным ремонтом</p> |
| <p>Трубопровод в границах подводного перехода</p> | |
| <p>Контроль сплошности изоляции нефтепровода на береговых участках подводного перехода приборным методом</p> | <p>1 раз в год в весенний или осенний период</p> |
| <p>Периодическое внутритрубное диагностирование (при условии устранения опасных дефектов)</p> | <p>1 раз в 3 – 6 лет</p> |
| <p>Промеры глубин по оси трубопровода с целью установление угрозы его размыва в результате русловых деформаций</p> | <p>1 раз в год после половодья</p> |
| <p>Контроль отсутствия электрического контакта трубопровода с защитным кожухом</p> | <p>1 раз в год</p> |
| <p>Специальное обследование нефтепровода</p> | <p>По необходимости</p> |
| <p>Береговые площадки запорной арматуры</p> | |
| <p>Внешний осмотр запорной арматуры и ограждения площадки</p> | <p>1 раз в месяц</p> |
| <p>Расчистка площадок запорной арматуры от снега</p> | <p>1 раз в неделю</p> |
| <p>Очистка площадок от растительности</p> | <p>По необходимости</p> |
| <p>Ревизия и ремонт запорной арматуры со сменой смазки редуктора, проверка арматуры на полное открытие и закрытие, покраска (при необходимости)</p> | <p>2 раза в год, в весенний и осенний период</p> |
| <p>Устранение повреждений ограждения площадки запорной арматуры</p> | <p>В течение месяца с момента обнаружения</p> |
| <p>Восстановление нагорных водоотводных канав, очистка их от снега</p> | <p>Перед началом снеготаяния</p> |
| <p>Линейные колодцы</p> | |
| <p>Осмотр колодца, оценка состояния стен, перекрытия, сальниковых заглушек</p> | <p>1 раз в месяц</p> |
| <p>Установка вешек у колодцев и вантузов на случай заноса их снегом</p> | <p>В осенний период</p> |
| <p>Очистка колодцев, удаления снега с перекрытия зимой</p> | <p>По необходимости</p> |
| <p>Береговые откосы</p> | |
| <p>Поправка откосов и укреплений берега</p> | <p>В течение 1 месяца с момента обнаружения</p> |

12. ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

12.1. Текущий ремонт выполняют на подводных переходах, находящихся в удовлетворительном работоспособном состоянии.

12.2. Текущие ремонты характеризуются небольшими объемами работ и затратами на их выполнение.

12.3. Текущие ремонты выполняются силами подрядчика по ТО, либо специализированными организациями без остановки трубопровода.

12.4. Рекомендуемые способы текущего ремонта подводных переходов приведены в таблице 2.

Таблица 2

| Вид повреждения | Способ текущего ремонта |
|---|--|
| Размыв и оголение трубопровода в пойме на участках малой протяженности | Защита бетонными плитами, матами, засыпка трубопровода грунтом |
| Разрушение покрытия надводного откоса, оголение трубопровода на откосах берегов в приурезной зоне | Укладка матов, каменная наброска, габион, засыпка грунтом, мощение, облицовка железобетонными плитами без подводно-технических работ |
| Затопление береговых площадок запорной арматуры поверхностными и паводковыми водами | Отсыпка обвалований площадок с отметкой гребня выше горизонта 1%-ой обеспеченности |
| Повреждение сигнальных знаков охранной зоны | Ремонт сигнальных знаков с заменой столбов, знаков, створных огней, аккумуляторных батарей Поправка, замена неисправных столбов, окраска их в установленные цвета |
| Повреждение стационарных знаков постоянного съемочного обоснования | Восстановление комплектности и положения знаков ПСО |

12.5. Капитальный ремонт подводных переходов проводится по техническому состоянию и результатам обследований.

12.6. Способ капитального ремонта подводного перехода определяется проектом, который разрабатывается специализированной организацией.

13. АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ

13.1. В настоящем разделе рассматриваются аварийно-восстановительные работы по ликвидации аварии в русловой части подводного перехода, вызванной потерей герметичности

нефтепровода, проложенного траншейным способом, вследствие образования свищей, трещин или разрывов трубы.

Аварии без потери герметичности, которые вызваны остановкой перекачки нефти вследствие перекрытия внутреннего сечения трубопровода из-за неисправности запорной арматуры, застревания внутритрубного очистного или инспекционного снаряда, застывания нефти при остановке перекачки настоящим не рассматриваются.

13.2. Аварии на подводных переходах устанавливаются визуально по выходу нефти на поверхность воды и с помощью системы SCADA по данным текущего контроля давления, температуры, плотности и расхода посредством динамического моделирования.

Для повышения оперативности обнаружения утечек нефти на подводных переходах могут быть установлены специальные локальные системы.

13.3. Ликвидация аварий на подводных переходах должна выполняться силами аварийно-восстановительных бригад подрядчика по ТО, а также с привлечением сил и средств местных органов власти.

13.4. Аварийно-восстановительные бригады должны быть укомплектованы персоналом, обученным действиям в аварийных ситуациях на подводном переходе.

13.5. Аварийно-восстановительные бригады должны быть оснащены оборудованием и материалами для устранения аварийных ситуаций, которые предписываются нормативными актами, а также специальным оборудованием, которое они считают необходимым для эффективного реагирования на аварию и устранения ее последствий.

13.6. Для поддержания необходимых навыков работ персонал аварийно-восстановительных бригад, который планируется привлекать к выполнению аварийных работ, должен ежегодно проходить учебно-тренировочные занятия (УТЗ).

Программы УТЗ должны включать практическую отработку отдельных операций аварийно-восстановительного ремонта подводного нефтепровода:

- герметизации нефтепровода;
- нанесения противокоррозионной изоляции на отремонтированный участок в водной среде;
- локализация аварийного разлива нефти на воде;
- очистка прибрежной полосы от нефти;
- эвакуация и утилизация замазученного грунта и растительности.

13.7. Технологические операции при производстве аварийно-восстановительных работ должны обеспечивать:

- надежное восстановление герметичности нефтепровода, работающего под давлением;
- восстановление проектного уровня прочности и несущей способности ремонтируемого нефтепровода;

- минимальное время простоя нефтепровода при ремонте;
- сохранение проектных размеров внутренней полости трубопровода;
- минимальное воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты.

13.8. Производство аварийно-восстановительных работ зависит от характера и места аварии, режима перекачки нефти по трубопроводу и других обстоятельств.

Способ ликвидации аварии, технологические операции ремонтных работ должны быть выбран в зависимости от вида аварии, состояния нефтепровода, условий работ. Ликвидация аварии должна выполняться в соответствии с действующими нормативными документами.

13.9. Восстановление подводного нефтепровода должно вестись по проекту или исполнительной документации на его строительство.

13.10. Обследование аварийного участка выполняется методом водолазного осмотра и инструментальных измерений с целью определения местоположения и параметров дефекта для уточнения способа ремонта.

13.11. Временная герметизация полости нефтепровода проводится для уменьшения утечки нефти на период подготовки ремонта нефтепровода.

13.12. Основные способы восстановления герметичности подводного участка нефтепровода приведены в таблице 3.

Таблица 3

| Тип сквозного дефекта | Способ ремонта |
|---|--|
| Свищ в теле трубы или сварном шве | Временная герметизация с помощью банджа, чопы, винтовой заглушки, прижимного устройства Ремонт с помощью обжимной муфты |
| Трещина в сварном шве длиной менее 0,5 Дн | Временная герметизация с помощью прижимного устройства, аварийного хомута Ремонт с помощью герметизирующего хомута Ремонт с помощью приварной муфты, сварного хомута |

13.13. Последствия аварии в виде нарушения ландшафта механизмами, загрязнения нефтью почвы, растительности и водоемов должны быть ликвидированы в согласованные с местными органами власти сроки.

Для ликвидации последствий аварии (реабилитация территории) выполняются следующие мероприятия:

- смыв нефти с прибрежного грунта струей воды;
- сбор остатков нефти с поверхности воды при помощи сорбентов разного типа;

- удаление замазученого грунта и растительности.

14. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

14.1. Работы по техническому обслуживанию и ремонту подводных переходов нефтепроводной системы КТК должны регламентироваться государственными правовыми актами, нормативными документами, действующими в области экологической безопасности в Российской Федерации или в Республике Казахстан (по местонахождению перехода).

14.2. Капитальный ремонт подводного перехода должен осуществляться при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы на проектную документацию.

14.3. В случае возникновения аварийной утечки нефти на подводном переходе основным руководящим документом КТК, регламентирующим мероприятия по рекультивации земель и очистке водных объектов, загрязненных нефтью, является План ликвидации возможных аварий на подводном переходе нефтепроводной системы.

14.4. Подрядчики, проводящие работы на подводных переходах, должны иметь соответствующие лицензии на выполняемые ими работы и соблюдать требования по охране окружающей среды.

15. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

15.1. Работы по техническому обслуживанию и ремонту подводных переходов нефтепроводной системы КТК должны регламентироваться государственными правовыми актами, нормативными документами, действующими в области пожарной безопасности в Российской Федерации или в Республике Казахстан (по местонахождению перехода).

15.2. Подрядчики, проводящие работы на подводных переходах, должны соблюдать установленные требования по пожарной безопасности.

16. ОХРАНА ТРУДА

16.1. Организация охраны труда при выполнении технического обслуживания и ремонта подводных переходов нефтепроводной системы КТК должна отвечать требованиям законодательства и общегосударственных нормативных документов Российской Федерации и Республики Казахстан, а также документов Компании в области охраны труда.

17. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Термины и определения

Береговые участки подводного перехода – участок, ограниченный с одной стороны урезом воды при среднемноголетнем меженном уровне, с другой – границами перехода

Заглубление подводного трубопровода – толщина слоя грунта от верха балластных грузов трубопровода до поверхности дна водной преграды

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

Критическая длина провисающего участка подводного трубопровода – предельно допустимая длина провисающего участка, при которой еще не могут возникнуть резонансные колебания трубопровода или действующие напряжения еще не превышают расчетного сопротивления материала трубы.

Межень – низкий устойчивый уровень воды в реке

Обследование перехода приборное – технический контроль параметров состояния подводного перехода с применением специальных средств измерения

Обследование полное - вид обследования, при котором обследуется техническое состояние всех составных частей объекта

Осмотр водолазный на расстоянии (дистанционный) – осмотр объекта с применением вспомогательных оптических средств (например, телекамеры), которые устанавливаются водолазом

Осмотр подводного перехода – визуальный метод контроля ситуации в охранной зоне подводного перехода

Охранная зона подводного перехода – участок территории вдоль трассы нефтепровода, необходимый для обеспечения безопасности эксплуатации нефтепроводной системы, длина которого равна длине подводного перехода, а ширина ограничена двумя параллельными плоскостями, проведенными на расстоянии 100 м с каждой стороны от осей крайних ниток нефтепровода от поверхности воды до дна водоема

Паводок – относительно быстрый и обычно кратковременный подъем воды за счет усиления поверхностного стока при интенсивном выпадении осадков в бассейне реки

Подводный переход магистрального нефтепровода – участок нефтепровода, проложенный по дну водной преграды шириной в межень более 25 м

Половодье – период значительного увеличения уровня воды (высокие воды) за счет увеличения поверхностного стока при массовом таянии снега в бассейне реки, который наблюдается ежегодно в одно и то же время года

Провисающий участок подводного трубопровода – открытый (незаглубленный) участок трубопровода, имеющий просвет между нижней образующей трубы и дном водоема. Высота провиса – максимальное расстояние от поверхности дна водоема до нижней образующей трубы на открытом участке

Русло реки – углубленная часть дна речной долины, по которой фактически осуществляется речной сток

Русловой участок подводного перехода – участок, ограниченный урезами воды при среднемноголетнем меженном уровне

Среднемноголетний меженный уровень – среднее арифметическое значение отметок меженных уровней водной преграды, полученных при многолетних наблюдениях

Техническое обслуживание подводного перехода – комплекс работ по поддержанию исправного состояния перехода

Урез воды – граница воды у берега водоема

Уровень высоких вод $n\%$ -ной обеспеченности – максимальный уровень воды на участке перехода, вероятность превышения которого возможна n раз в 100 лет

Список использованных сокращений

- АВП – аварийно-восстановительный пункт
- ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд
- ВТД – внутритрубная диагностика
- ГНБ – горизонтально-направленное бурение
- КТК – Каспийский трубопроводный консорциум
- ЛАРН – ликвидация аварийного разлива нефти
- ППНС – подводный переход нефтепроводной системы
- ПСО – постоянное съемочное обоснование
- СКЗ – станция катодной защиты
- ТОР – техническое обслуживание и ремонт
- УТЗ – учебно-тренировочное занятие
- ЭХЗ – электрохимическая защита

Методические указания по полному приборному обследованию подводных переходов, выполненных траншейным способом

1. В организационном плане полное приборное обследование подводного перехода состоит из подготовительного, полевого и камерального этапов.

2. На подготовительном этапе выполняются следующие виды работ:

- сбор, изучение и камеральная обработка имеющейся технической документации на подводный переход;
- предварительное планирование работ, формирование и подготовка полевых бригад, инструктаж персонала, проверка знаний;
- комплектация и регламентное обслуживание специального оборудования и автотранспорта;
- подготовка необходимых документов на производство работ (технологические регламенты работ, технические задания на полевые работы, запросы и согласования).

Специфические требования к выполняемым работам (место проведения работ, характеристика объектов обследования и объем работ), излагаются и доводятся до непосредственных исполнителей в технических заданиях на производство работ.

3. К основным задачам полевого этапа обследования подводных переходов магистральных трубопроводов относятся:

- определение фактического планового положения трубопровода на подводном переходе с погрешностью не более 1 м;
- определение фактического высотного положения трубопровода и толщины защитного слоя грунта с погрешностью не более 0,1 м;
- определение наличия и протяженности обнаженных (размытых) участков трубопровода, возвышения трубопровода над дном (высоты провиса) на участках размыва;
- определение мест нарушения сплошности изоляционного покрытия трубопровода;
- определение технического состояния знаков планово-высотного съемочного обоснования, информационных знаков, водомерных постов, площадок запорной арматуры, СКЗ, пунктов связи и других элементов оборудования подводного перехода;
- оценка состояния сооружений защиты берегов от размыва;
- определение рельефа дна водоема;
- определение полей скоростей течения;
- определение наличия посторонних предметов в створе перехода.

4. Полевые работы, увязанные в единый технологический процесс, включают:

4.1 Рекогносцировку подводного перехода в границах между береговыми задвижками и прилегающего к переходу участку.

4.2 Приборное обследование трубопровода в русловой и береговой частях подводного перехода.

4.3 Водолазное обследование подводных объектов на переходе.

4.4 Наблюдение за ходом уровня воды в период проведения промерных работ.

4.5 Промерные работы с целью оценки русловых деформаций и их прогнозирования на перспективу.

4.6 Измерение скорости течения водотока в створе перехода.

4.7 Ведение текущей исполнительной документации, оперативная камеральная обработка полевых данных, подготовка отчетных документов.

Рекогносцировка подводного перехода

4.8 В ходе рекогносцировки подводного перехода необходимо:

- выполнить осмотр и оценить ситуацию в охранной зоне перехода;

- установить местоположение береговых площадок запорной арматуры, наличие других объектов в техническом коридоре перехода;
- установить количество, расположение и сохранность пунктов съемочного обоснования, информационных знаков, маркерных пунктов и др., выполнить фотографирование объектов на береговых участках перехода;
- осмотреть надводную часть берегоукреплений (при наличии) и оценить ее состояние;
- осмотреть берега реки, определить по внешним признакам наличие зон размыва, оползней, промоин, провалов и пучения грунта;
- определить расположение всех промерных створов и закрепить их створными вехами;
- уточнить методику, последовательность и объем предстоящих работ;
- оценить условия видимости между точками съемочного обоснования.

Приборное обследование трубопровода

4.9 Приборное обследование трубопровода выполняется с целью определения текущего технического состояния трубопровода и включает следующие виды работ:

- 1) определение планового и высотного положения трубопровода;
- 2) измерение глубины залегания трубопровода в грунте (толщины защитного слоя грунта), выявление оголенных участков трубопровода;
- 3) поиск мест нарушения сплошности противокоррозионной изоляции трубопровода.

4.10 Приборное обследование выполняется по утвержденной методике с помощью комплекта специальных приборов в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

4.11 При обследовании трубопровода в русловой части перехода возможно применение подводной антенной системы, которая устанавливается на поверхность донного грунта непосредственно водолазом или с борта плавсредства.

4.12 Высотное положение трубопровода и линии дна по оси трубопровода определяется относительно стационарных геодезических знаков (реперов), включенных в постоянное съемочное обоснование подводного перехода.

4.13 Места повреждения изоляции типа нарушения сплошности изоляции определяются по значению разности потенциалов тока утечки между точками их заземления.

4.14 Измерение токов утечки выполняется в тех же точках, в которых определяют планово-высотное положение трубопровода.

В случае обнаружения участков с малой глубиной залегания или мест нарушения сплошности изоляции необходимо выполнить измерения в промежуточных точках.

4.15 Максимальное допустимое расстояние между точками определения планово-высотного положения трубопровода и контроля сплошности изоляции указано в таблице.

| Ширина зеркала воды, м | Масштаб съемки | Расстояние между точками измерений, м |
|------------------------|----------------|---------------------------------------|
| до 100 | 1:500 | 15 м |
| от 100 до 1000 | 1:1000 | 20 м |
| от 1000 до 2000 | 1:2000 | 40 м |
| свыше 2000 | 1:5000 | 60 м |

4.16. По результатам полевых работ исполнителем составляется акт, рекомендуемая форма которого приведена в приложении Г.

Водолазные работы

4.17 Водолазное обследование включает следующие виды работ:

4.17.1 Обследование дна водоема в створе перехода, в результате которого водолаз должен определить характер рельефа дна и грунта, установить наличие размывших участков трубопровода, посторонних предметов.

4.17.2 Обследование состояния размывших (оголенных) участков трубопровода с целью определения:

- 1) протяженности размывшего участка;

- 2) высоты провиса от нижней образующей трубопровода до дна водоема;
- 3) технического состояния защитного покрытия трубопровода;
- 4) наличия и технического состояния пригрузов.

Водолазное обследование размытых (оголенных) участков трубопроводов выполняется после согласования с эксплуатирующей организацией.

4.17.3 Обследование технического состояния подводной части берегоукреплений, в процессе которого водолаз должен установить границы его подводной части, техническое состояние откоса.

4.17.4 Уточнение ситуации на отдельных участках подводного трубопровода с малой толщиной защитного слоя грунта (менее 0,2 м): характер защитного слоя грунта, наличие размыва трубы по боковой образующей и др.

4.18 Водолазное обследование подводного перехода выполняется способом водолазного осмотра (невооруженного и вооруженного), прощупыванием (в условиях плохой видимости под водой), с помощью инструментов для измерения линейных размеров.

При достаточной видимости в воде рекомендуется выполнить видео- или фотосъемку подводных объектов.

4.19 Для ориентации относительно ниток трубопроводов водолаз должен использовать подводный трассопоисковый прибор.

Промерные работы

4.20 Промерные работы включают:

- оборудование временного водомерного поста и включение его в съемочное обоснование перехода.
- ежедневную регистрацию уровня воды на временном водомерном посту с погрешностью отсчета уровня воды не более 0,01 м;
- промеры глубин точечным или непрерывным методом в охранной зоне перехода и на участке выше по течению от перехода длиной не менее пятикратной ширины русла в межень.

4.21 Промеры глубин следует проводить по условным линиям, пересекающим водоем (створам), с помощью эхолота, ручного лота, наметки.

4.22 Максимальное расстояние между промерными створами и между точками измерения глубин по промерному створу при выполнении промерных работ в охранной зоне перехода, не должно превышать значений, указанных в таблице.

| Ширина реки, м | Масштаб плана | Расстояние между промерными створами, м | Расстояние между промерными точками, м |
|-----------------|---------------|---|--|
| до 100 | 1:500 | 10 | 5 |
| от 100 до 1000 | 1:1000 | 20 | 10 |
| от 1000 до 2000 | 1:2000 | 60 | 20 |
| свыше 2000 м | 1:5000 | 150 | 30 |

4.23 Максимальное расстояние между промерными створами при выполнении промерных работ вне охранной зоны перехода, не должно превышать ширины реки.

4.24 Отсчеты при измерении глубин должны производиться с дискретностью:

- 0,1 м при глубинах до 10 м;
- 0,2 м при глубинах от 10 до 20 м;
- 0,5 м при глубинах свыше 20 м.

4.25 Промеры выполняются точечным или непрерывным методом с борта плавсредства или с поверхности льда.

4.26 При выполнении промеров точечным методом с плавсредства, оно фиксируется в промерных точках с помощью якоря или троса с разметкой.

4.27 Рекомендуемая форма ведомости промеров глубин приведена в приложении Д.

Гидрометрические работы

4.28 Гидрометрические работы в створе подводного перехода выполняют с целью измерения скоростей направления течения, а также расхода воды при рабочем уровне воды, измеренном на временном водомерном посту.

4.29 В створе перехода выполняют измерение направления и скорости течения на вертикалях, которые располагаются по створу через равные промежутки.

Скорости течения на вертикалях измеряют не менее чем в пяти точках (вблизи поверхности воды, 0.2; 0.6; 0,8 глубины, вблизи дна).

При работах на мелководье допускается уменьшение количества точек на вертикалях.

4.30 Количество скоростных вертикалей в зависимости от ширины реки принимается согласно таблице.

| Ширина реки, м | от 25 до 50 | от 50 до 100 | от 100 до 300 | от 300 до 600 | свыше 600 |
|----------------------------------|-------------|--------------|---------------|---------------|-----------|
| Количество скоростных вертикалей | 7 | 9 | 12 | 14 | 16 |

4.31 Работы по обследованию подводных переходов должны выполняться с соблюдением правил охраны труда и правил, действующих в КТК.

4.32 Работы камерального этапа включают:

- подготовку архивных информационных материалов к дальнейшей совместной обработке и комплексному анализу;
- обработку результатов полевых измерений;
- анализ характера русловых деформаций с учетом предыдущих обследований и прогноз возможных деформаций на перспективу;
- выявление изменений рельефа дна, местоположения береговых склонов и крупных аккумулятивных форм в русле по сравнению с предыдущими периодами (проектирование, строительство, предыдущие обследования перехода);
- установление угрозы размыва трубы в результате смещения русловых форм или волновых размывов берегового склона;
- разработку выводов и предложений по дальнейшей эксплуатации подводного перехода;
- составление технических отчетов и другой исполнительной документации.

**АКТ ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА
нефтепроводной системы КТК
через р. _____**

« ____ » _____ 20... г.

Настоящий акт составлен в том, что в период с _____ по _____ 20.... г.

_____ *наименование исполнителя работ*

было выполнено обследование подводного перехода нефтепроводной системы КТК
на участке от ПК _____ до ПК _____ методом

_____ *технический осмотр, приборное обследование*

Состав работ

Обследование подводного перехода включало следующие виды работ:

- осмотр береговых участков;
- определение планового и высотного положения ниток нефтепровода;
- определение толщины защитного слоя грунта;
- определение мест повреждения изолирующего покрытия;
- обследование подводных объектов;
- гидрологические работы;
- фотосъемка наземных объектов;

Применяемое оборудование

Обследование выполнено с помощью следующих технических средств:

- 1) _____
- 2) _____
- 4) _____
- 5) _____

Условия выполнения работ

Обследование выполнялось при следующих условиях:

1. Уровень воды от _____ м до _____ м
2. Максимальная скорость течения на участке обследования от _____ м/с до _____ м/с
3. Максимальная глубина водоема в зоне перехода _____ м.
4. Видимость под водой _____
5. Донный грунт _____ Посторонние предметы на дне _____
6. Температура воздуха _____, температура воды _____
7. Толщина льда _____
8. Наличие судоходства _____

Результаты обследования

1. Состояние опорной геодезической сети: _____

2. Состояние информационных и сигнальных знаков и др.: _____

3. Состояние площадок запорной арматуры, колодцев: _____

4. Тип и состояние берегоукрепления: _____
-
5. Наличие зон размыва берега: _____
-
-
6. Ширина зеркала воды по оси нефтепровода: _____ м.
7. Максимальная глубина воды по оси нефтепровода: _____ м.
8. Минимальная глубина залегания нефтепровода в грунте:
на пойме правого берега _____ м на участке _____
на пойме левого берега _____ м на участке _____
в русле _____ м на участке _____
9. Наличие повреждений изоляции нефтепровода:
на пойме правого берега _____ м на участке _____
на пойме левого берега _____ м на участке _____
в русле _____ м на участке _____
11. Наличие оголенных и провисающих участков, их местоположение и длина, высота провиса
-
-

Подписи

Каспийский Трубопроводный Консорциум

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
подводного перехода нефтепроводной системы КТК
через р. _____
(_____ км – _____ км)

Раздел 1. Технические и технологические характеристики подводного перехода

- 1.1 Общие сведения о переходе
- 1.2 Характеристика транспортируемой нефти
- 1.3 Технологическая схема перехода
- 1.4 Проектные характеристики подводного перехода
- 1.5 Проектный профиль подводного перехода
- 1.6 Кривые вставки
- 1.7 Береговые задвижки подводного перехода
- 1.8 Контрольно-измерительные приборы
- 1.9 Вантузы
- 1.10 Комплектные трансформаторные подстанции (КТП)
- 1.11 Станция катодной защиты
- 1.12 Пункты и кабели связи
- 1.13 Сооружения для защиты нефтепровода от размыва
- 1.14 Оборудование подводного перехода
- 1.15 Вертолетные площадки

Раздел 2. Гидроморфологическая характеристика участка реки в районе подводного перехода

- 2.1 Метеорологические условия в районе перехода
- 2.2 Физико-географическая характеристика реки в районе перехода
- 2.3 Гидрологические сведения об участке реки в районе перехода
- 2.4 Расчетные уровни р. _____ в районе перехода
- 2.5 Расходы р. _____ в створе перехода
- 2.6 Гидрометрические измерения на реке в створе перехода
- 2.7 Русловые деформации
- 2.8 Реперы на переходе и отметки их высот

Раздел 3. Сведения о работах, проводимых на подводном переходе

- 3.1 Перечень работ, выполненных на переходе
- 3.2 Результаты предыдущих приборных обследований
- 3.3 Результаты внутритрубной диагностики
- 3.6 Текущий ремонт перехода
- 3.7 Капитальный ремонт подводного перехода

Раздел 4 Ликвидация возможных аварий утечек нефти на подводном переходе

- 4.1 Оборудование и материалы для локализации и сбора нефти
- 4.2 Описание водотоков и гидротехнических сооружений в районе перехода
- 4.3 Мероприятия по локализации и сбору аварийных разливов нефти
 - 4.3.1 Общие сведения
 - 4.3.2 Паспорта рубежей локализации нефтяного загрязнения

**СВЕДЕНИЯ ОБ ОТВЕТСТВЕННЫХ ЛИЦАХ
ПО ВЕДЕНИЮ И ПРОВЕРКЕ ПАСПОРТА**

Ответственное лицо за составление паспорта

ФИО, должность, подпись

Ответственное лицо по текущему ведению паспорта

ФИО, должность, подпись

Сведения о проверке паспорта должностным лицом

| ФИО | Должность | Результаты проверки | Подпись, дата |
|-----|-----------|---------------------|---------------|
|-----|-----------|---------------------|---------------|

РАЗДЕЛ 1

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

1.1. Общие сведения о переходе

| | |
|---|--|
| Участок нефтепровода | |
| Эксплуатирующая организация | |
| Конструктивный тип перехода | |
| Проектная организация по подводному переходу | |
| Строительная организация | |
| Дата приемки в эксплуатацию | |
| Наружный диаметр труб, мм | |
| Толщина стенки труб, мм | |
| Марка стали трубопровода | |
| Длина перехода (проектная), м | |
| Наличие круглосуточного дежурства на переходе | |

1.2. Характеристика транспортируемой нефти

| | |
|---|--|
| Пропускная способность, м ³ /сутки | |
| Плотность, кг/м ³ | |
| Динамическая вязкость, сСт | |
| Кинематическая вязкость, сСт | |
| Температура застывания, | |
| Температура вспышки от источника возгорания | |
| Точка самовоспламенения | |

1.3. Технологическая схема подводного перехода

1.4. Проектные характеристики подводного перехода

| | |
|---|--|
| Категория участка по СНиП 2.05.06-85 | |
| Рабочее давление, кгс/м ² | |
| Протяженность нитки, м | |
| Диаметр труб, мм | |
| Толщина стенки труб, мм | |
| Марка стали труб | |
| Испытательное давление, кгс/м ² | |
| Тип изоляции трубы | |
| Защита изоляции трубы | |
| Балластировка | |
| Минимальная глубина траншеи в русловой части | |
| Минимальная глубина траншеи на пойме правого берега | |
| Минимальная глубина траншеи на пойме левого берега | |

1.5. Проектный профиль подводного перехода

1.6 Кривые вставки

| № п/п | Назначение | Местоположение | Характеристики | Примечание |
|-------|----------------------|----------------|----------------|------------|
| 1 | Поворот в плане | | | |
| 2 | Поворот по вертикали | | | |

Примечание. За нулевой пикет принята точка врезки задвижки № _____ на _____ берегу

1.7 Береговые задвижки подводного перехода

| | | |
|---------------------------------|--|--|
| Технологический номер | | |
| Км по трассе | | |
| Расположение на переходе | | |
| Пикетаж | | |
| Расположение на переходе | | |
| Высотная отметка, м БС | | |
| Тип задвижки | | |
| Ду, мм | | |
| Ру, кг/см ² | | |
| Корпус | | |
| Шток | | |
| Седло | | |
| Затвор | | |
| Изготовитель | | |
| Режим управления | | |
| Электропривод | | |
| Степень защиты электропривода | | |
| Взрывозащита электропривода | | |
| Частота вращения выходного вала | | |
| Максимальный крутящий момент | | |
| Заводской номер электропривода | | |
| Масса электропривода | | |
| Редуктор | | |
| Инвентарный номер редуктора | | |

Примечание. За нулевой пикет принята точка врезки задвижки № _____ на _____ берегу

1.8 Контрольно-измерительные приборы

| | |
|-------------------------|--|
| Наименование | |
| Марка, ГОСТ | |
| Назначение | |
| Местонахождение (пикет) | |

1.9 Вантузы

| | | |
|-------------------|--|--|
| № технологический | | |
| Место установки | | |
| Км по трассе | | |
| ПК | | |

| | | |
|------------------------|--|--|
| Высотная отметка, м БС | | |
| Количество | | |
| Dy, мм | | |
| Py, атм | | |
| Местонахождение | | |

Примечание. За нулевой пикет принята точка врезки задвижки № _____ на _____ берегу

1.10 Комплектные трансформаторные подстанции

| | | |
|------------------------------|--|--|
| Расположение на трассе, км | | |
| Расположение на переходе | | |
| Высотная отметка, м БС | | |
| Тип подстанции | | |
| Технические условия | | |
| Высшее напряжение | | |
| Низшее напряжение | | |
| Масса | | |
| Номер | | |
| Трансформатор | | |
| Тип трансформатора | | |
| Входное напряжение (высокое) | | |
| Выходное напряжение (низкое) | | |
| Масса масла | | |
| Полная масса | | |
| Тип линии электропередачи | | |
| Материал опор ВЛ | | |

1.11 Станция катодной защиты

| | |
|---|--|
| Расположение на трассе | |
| Место установки катодной защиты на переходе | |
| Тип СКЗ | |
| Протяженность защищенного участка, м | |
| Величина защитного потенциала: в начале перехода (_____ км) в конце перехода (_____ км) | |
| Год включения в эксплуатацию | |
| Параметры установки | |
| Линия анодного заземления (ЛАЗ) | |
| Кабель ЛАЗ - тип, длина | |
| Анодные заземлители | |
| Сопrotивление растеканию, Ом | |
| Оценка состояния | |
| Дата последней проверки катодной защиты | |

Приложение. Схема размещения СКЗ

1.12 Пункты и кабели связи

Необслуживаемые усилительные пункты (НУП) расположены _____

Кабельная линия связи проложена в _____ г.

Метод прокладки кабеля в русловой части перехода _____

Тип кабеля _____

Количество ниток _____

Местонахождение кабелей связи в пойме _____

Местонахождение кабелей связи в русле реки:

1. Основная нитка проложена на глубине _____ м на расстоянии _____ м
2. Резервная линия проложена на глубине _____ м на расстоянии _____ м

1.13 Сооружения для защиты нефтепровода от размыва

1.14 Оборудование подводного перехода

| Характеристика | Правый берег | Левый берег |
|---|--------------|-------------|
| 1. Информационные знаки | | |
| 2. Емкость для сброса нефти с воздушного перехода | | |
| 3. Ограждение узлов задвижек | | |
| 4. Обвалование узлов задвижек | | |
| 5. Водомерный пост | | |

1.15 Вертолетные площадки

| Местонахождение | Высотная отметка | Размеры | Тип площадки | Примечание |
|-----------------|------------------|---------|--------------|------------|
|-----------------|------------------|---------|--------------|------------|

РАЗДЕЛ 2

ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА РЕКИ В РАЙОНЕ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА

2.1 Метеорологические условия в районе перехода

2.2 Физико-географическая характеристика реки _____ в районе перехода

2.3 Гидрологические сведения об участке реки в районе перехода

2.4 Расчетные уровни р. _____ в районе перехода

| Уровень | Обеспеченность, % | Отметка горизонта вод, м |
|--------------|-------------------|--------------------------|
| максимальный | 1 | |
| | 2 | |
| | 5 | |
| | 10 | |
| минимальный | 50 | |
| | 75 | |
| | 95 | |

Примечание. Уровни даны в Балтийской системе высот

2.5 Расходы воды р. _____ в створе перехода

| Характеристика | Обеспеченность, % | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|---|---|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 5 | 10 | 50 | 75 | 95 |
| Максимальный, м ³ /с | | | | | | | |
| Минимальный, м ³ /с | | | | | | | |

2.6 Гидрометрические измерения на реке в створе перехода

Результаты гидрометрических работ, выполненных на р. _____

| Место замеров | Дата | Уровень воды, м | Ширина русла, м | Максимальная глубина в створе, м | Максим. скорость поверхностного течения, м/с |
|---------------|------|-----------------|-----------------|----------------------------------|--|
| Створ № _____ | | | | | |

2.7 Описание и прогноз русловых деформаций

2.8 Реперы на переходе и отметки их высот

| Вид пункта, номер, тип | Описание пункта | Отметка, м БС | Дата заложения, исполнитель |
|------------------------|-----------------|------------------|--------------------------------|
|------------------------|-----------------|------------------|--------------------------------|

РАЗДЕЛ 3

СВЕДЕНИЯ О РАБОТАХ, ПРОВОДИМЫХ НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ

3.1 Перечень работ, выполненных на переходе

| № п/п | Дата | Виды работ | Исполнитель | Примечание |
|-------|------|------------|-------------|------------|
|-------|------|------------|-------------|------------|

3.2 Результаты обследований технического состояния подводного перехода

*Приложения: выводы
заключение
рекомендации
план подводного перехода
продольный профиль нефтепровода*

3.3 Внутритрубная диагностика трубопровода

По данным внутритрубной диагностики (ВТД) нефтепровода, выполненной фирмой _____ (заключительный отчет - _____ г.), на _____ нитке в границах подводного перехода (между береговыми задвижками № _____ и № _____) обнаружены следующие аномалии.

| Тип аномалии | Расстояние до аномалии от задвижки № _____ | Расстояние до аномалии от верхнего по ходу нефти сварного шва | Расстояние до аномалии от нижнего по ходу нефти сварного шва | Положение аномалии по циферблату | Размеры аномалии, длина, мм ширина, мм глубина % |
|-----------------------------|--|---|--|----------------------------------|--|
| 1. Потеря металла | | | | | |
| 2. Возможное расслоение | | | | | |
| 3. Непровар кольцевого шва | | | | | |
| 4. Непровар продольного шва | | | | | |
| | | | | | |

*Приложения. Фрагмент заключительного отчета по ВТД
Совмещенный профиль _____ нитки по данным ВТД*

3.4 Краткая характеристика проектных решений по капитальному ремонту подводного перехода

Приложения. Акты испытаний на прочность и проверки на герметичность

РАЗДЕЛ 4

ЛИКВИДАЦИЯ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙ

НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ

4.1 Оборудование и материалы АВП _____ для локализации и сбора аварийного разлива нефти

| № п/п | Наименование оборудования, материалов и приспособлений | Количество |
|-------|--|------------|
|-------|--|------------|

Все указанное в таблице оборудование хранится на НПС «_____».

Расстояние от НПС до перехода по автодороге _____ км.

Способ доставки оборудования и людей в район перехода – автотранспорт, вертолет.

Время доставки оборудования и людей автотранспортом _____

Порядок сбора, маршруты следования техники и персонала к месту аварии и их размещение на месте работы

Лицо, ответственное за хранение и доставку оборудования

4.2 Мероприятия по локализации, сбору и утилизации аварийных разливов нефти

4.2.1 Общие сведения

1. Объем нефти в основной нитке _____ м³
2. Объем нефти в резервной нитке _____ м³
3. Объем нефти, перекачиваемой через переход за 1 час в режиме максимальной производительности _____ м³
4. Расчет максимально возможного объема предполагаемого стока нефти

4.2.2 Сценарии аварийных ситуаций при высоком уровне воды

4.2.3 Сценарии аварийных ситуаций при меженном уровне воды

4.2.4 Планируемые рубежи локализации аварийного разлива нефти (ЛАРН)

| Номер рубежа ЛАРН | №1 | №2 | №3 | №4 | №5 |
|--|----|----|----|----|----|
| Время проезда от НПС «_____» | | | | | |
| Расчетное время подхода головы нефтяного пятна при высоком уровне воды | | | | | |
| Расчетное время подхода головы нефтяного пятна в меженный период | | | | | |

Приложение. Ситуационный план с рубежами ЛАРН на акватории р. _____ и маршрутами проезда от НПС «_____»

4.2.5 Порядок действия персонала при аварийной утечке нефти на подводном переходе

**4.3 Паспорт рубежа
локализации аварийного разлива нефти (ЛАРН)
(название ближайшего населенного пункта)**

1. Расположение рубежа ЛАРН
2. Описание маршрута и хронометраж проезда к рубежу ЛАРН от НПС и других рубежей ЛАРН
3. Максимальная скорость поверхностного течения на рубеже при уровне высоких вод и в меженьный период
4. Схема рубежа ЛАРН
5. Состав аварийного оборудования, используемого на рубеже ЛАРН

| Наименование | Количество | Назначение |
|--------------|------------|------------|
|--------------|------------|------------|

6. Порядок действий персонала АВП на рубеже ЛАРН

| № п/п | Описание действий персонала | Время выполнения |
|-------|-----------------------------|------------------|
|-------|-----------------------------|------------------|

**4.4. Порядок организации и ведения аварийно-ремонтных работ
на подводном переходе**

- 4.4.1 Ликвидация аварии с потерей герметичности
- 4.4.2 Ликвидация аварии без потери герметичности

**5. Замечания и предложения должностных и инспектирующих лиц
по информации, изложенной в паспорте**

| Ф.И.О., должность | Замечания и предложения по ведению паспорта |
|-------------------|---|
|-------------------|---|