МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КЛАССИФИКАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ

РД 39-30-497-80

gost.e-ecolog.ru

1981

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ "ВНИИСПТнефть"

УТВЕРЖДЕНА

первым заместителем министра нефтяной промышленности
В.И.Кременевым
31 декабря 1980г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КЛАССИФИКАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ

РД 39-30-497-80

1981

Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов через реки и водоемы содержат основные термины и определения по их техническому обслуживанию и ремонту, рассматривают характерные особенности подводных нефтепроводов, которые необходимо учитывать при планировании и проведении указанных работ, предлагают соответствующую классификацию.

Настоящие Методические указания разработаны в лаборатории надежности нефтепроводов в сложных условиях отдела надежности Всесоюзного научно-исследовательского института по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов.

Исполнители - Галюк В.Х., Гумеров А.Г., Гнидин В.С., Захаров И.Я., Казина Н.П., Корнева Е.В., Овчинников И.С., Мадрин О.В.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте

РД 39-30-497-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 23 января 1981 г. № 61

Срок введения установлен с 10.02.1981г.

Срок действия до 10.02.1986г.

Настоящие Методические указания предназначены для классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов через реки и водоемы на стадиях планирования и проведения технического обслуживания и ремонта.

Положения, принятые Методическими указаниями, распространяются на эксплуатацию однониточных и многониточных подводных переходов магистральных нефтепроводов через равнинные и предгорные реки и водоемы шириной до 10 км.

Положения Методических указаний не распространяются на переходы через малые реки (шириной до 15 метров), ручьи, техническое обслуживание и ремонт которых не требует специальной техники, технологии и выполняется в составе основной линейной части. Методические указания также не распространяются на подводные магистральные нефтепроводы, сооруженные через внутренние моря, лиманы, озера шириной более 10 км, устьевые участки рек в зоне воздействия приливно-отливных течений.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Подводным переходом магистрального нефтепровода (ППМН) называют систему сооружений одного нефтепровода при пересечении реки или водоема.

В состав ППМН входят:

участок магистрального нефтепровода основной и резервных ниток, ограниченный отключающей арматурой, а при ее отсутствии - определяемый по уровню высоких вод 10% обеспеченности при 20-дневной продолжительности подтопления паводковыми водами;

берегоукрепительные сооружения, служащие для предохранения трубопроводов от размывов, оползней и т.д.;

выправительные сооружения для регулирования (предотвращения) русловых деформаций в районе переходов и находящиеся на балансе нефтепроводного управления;

линейные защитные противопожарные сооружения для сбора пролитой нефти в результате аварии ППМН (котлованы, амбары и т.п.);

информационные знаки ограждения охранной зоны трубопроводов на судоходных и сплавных водных путях;

вертолетные площадки;

специальные защитные сооружения от повреждения тормозными устройствами плотов, якорями на судоходных и сплавных водных путях;

плановые магистрали (базисные линии для наблюдения за размывом берегов, базисы, по концам которых устанавливаются угломерные инструменты, контрольные отводы и т.д., закрепленные на местности номерными знаками).

I.2. За основную нитку ППМН (на многониточном переходе) принимают трубопровод, не имеющий поворотов в плане, выполненных отводами. По основной нитке при необходимости может произ-

водиться пропуск поршней, разделителей, скребков.

За резервную нитку (нитки) принимают нефтепровод, имеющий повороты в плане, выполненные отводами, располагающийся ниже или выше по течению на расстоянии, предусмотренным [I] . При нескольких резервных нитках они могут располагаться относительно течения по обеим сторонам основной нитки.

Переходы через реки шириной до 75 м могут выполняться в однониточном исполнении. В отдельных случаях переходы в одну нитку выполняют через реки шириной более 75 м при соответствующем проектном обосновании [I] .

I.3. Совокупность подводных переходов трубопроводов разного назначения, пересекающих водную преграду в одном коридоре с расстояниями между осями трубопроводов, определяемыми по [I] , называется узлом переходов.

I.4. Техническое обслуживание и ремонт (ТОР) ППМН включает:

собственно техническое обслуживание (ТО) ППМН;

текущий ремонт (ТР) ППМН;

капитальный ремонт (КР) ППМН.

I.4.I. Техническое обслуживание (ТО) подводных переходов - - комплекс мероприятий по поддержанию исправности или работоспособности переходов при эксплуатации.

В объем работ по ТО подводного перехода входят работы по соблюдению запрещающих действий в охранной зоне подводного перехода, а также по уходу за колодцами и запорной арматурой, сигнальными знаками и их освещением, пунктами технического обслуживания, вертолетными площадками, плавсредствами, средствами ограждения пролитой нефти;

по осмотру берегоукрепительных сооружений,

линейных защитных противопожарных сооружений от аварийного разлива, состояния пойменного участка перехода;

по наблюдению за сохранностью плановой магистрали (реперов, знаков, створов) и признаками выхода (утечек) нефти;

по проведению обследований III класса с целью выявления оголенных и провисающих участков на подводном нефтепроводе.

I.4.2. Ремонт подводного перехода нефтепровода - комплекс мероприятий по восстановлению исправности или работоспособности перехода и обеспечению нормативного срока его службы.

I.4.2.I. Текущий ремонт подводного перехода - ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации для обеспечения работоспособности перехода.

В объем ТР перехода входит полный объем ТО, а также засыпка оголенных и провисающих участков трубопровода в русле реки и поймённой части в паводковый или послепаводковый период. Засыпка производится в качестве временного мероприятия для обеспечения эксплуатации перехода до осуществления капитального ремонта. В ТР включают работы по созданию запасов камня, щебня для ликвидации возможной аварийной ситуации в паводковый период, ремонт водоотводных канав, укрепление оврагов на пойменных участках, ревизию запорной арматуры, перенабивку сальников, окраску поверхности некоторых элементов перехода, ремонт сооружений для сбора нефти (земляных амбаров), производство обследования II класса, замер разностей потенциалов "труба - земля (вода)" с целью выявления анодных зон и другие работы.

I.4.2.2. Капитальный ремонт перехода - ремонт, состоящий в восстановлении исправности и обеспечении нормативного срока его службы.

В объем КР входят: производство обследования I класса, ра-

боты по заглублению подводного нефтепровода ниже профиля возможного размыва путем дозаглубления или переукладки, устройство или восстановление берегоукрепления, переукладка подводного участка с заменой трубы, замена отключающей арматуры, устройство или восстановление гидротехнических сооружений для изменения гидрологического режима реки в районе перехода. В объем КР входит также работы по засыпке грунтом или отсыпке камня для защиты трубопровода на оголенных и провисающих участках, другие работы с использованием различных методов восстановления ППМН

К капитальному ремонту могут быть отнесены работы, выполняемые в качестве временных мероприятий по утвержденной документации для сохранения работоспособности ППМН в течение определенного периода до производства основных работ по обеспечению нормативного срока его службы.

I.4.3. При планировании работ по проведению ТОР на подводных переходах, находящихся в коридоре, необходимо учитывать присутствие в нем всех ППМН.

2. ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.1. По условиям работы ППМН подразделяют на участки категории В и I [I]

2.2. По состоянию исправности и работоспособности переходы нефтепроводов через водные преграды могут быть:

исправными, когда все элементы перехода как системы соответствуют требованиям установленной нормативно-технической документации;

работоспособными с ограниченным ресурсом, когда отдельные элементы находятся в состоянии отказа или близком к нему (например, разрушение берегоукрепительных сооружений, повреж-

дение изоляционного покрытия, выход из строя установок электрохимзащиты или нитки на многониточном переходе и т.п.,

при этом по переходу возможно осуществлять транспорт нефти при заданных или скорректированных параметрах перекачки);

неработоспособными (аварийными), т.е. имеет место потеря герметичности на всех нитках перехода или снижение параметров перекачки ниже уровня, установленного нормативно-технической документацией.

2.3. Техническое обслуживание и ремонт (ТОР) подводных переходов нефтепроводов могут иметь плановый и неплановый характер.

При плановом характере ТОР для поддержания необходимой исправности ПМН различают:

переходы, требующие технического обслуживания;

переходы, требующие текущего ремонта;

переходы, требующие капитального ремонта.

Неплановый ремонт заключается в ликвидации аварийного состояния перехода (нитки), в выполнении аварийно-восстановительных работ.

2.4. Подводные переходы магистральных нефтепроводов подразделяют в зависимости от гидрологической характеристики и других особенностей пересекаемых рек и водоемов, конструктивного исполнения, характеристики технического состояния и особенностей эксплуатации.

2.5. При планировании и проведении ТОР (определении видов, сроков и объемов работ, выборе методов, технических средств, оборудования, разработки проектной документации и т.п.) необходимо учитывать гидрологические и другие особенности пересекаемых рек и водоемов: наличие судоходности, ширину и глубину, скорость течения, тип руслового процесса, величину береговых и

донных деформаций на участке перехода и т.д.

2.5.1. По наличию судоходности:

судоходные и сплавные реки и водоемы;

несудоходные реки.

2.5.2. По ширине пересекаемых рек при меженном горизонте воды:

водные преграды шириной до 15 м

-"- -"- до 75 м

-"- -"- до 300 м

-"- -"- свыше 300 м

2.5.3. По глубине пересекаемых рек и водоемов:

реки и водоемы с максимальной глубиной в межень до 1,5 м

-"- -"- -"- до 12 м

-"- -"- -"- до 25 м

-"- -"- -"- свыше 25 м

2.5.4. При проведении ТОР с использованием водолазного труда, специального оборудования и плавсредств по скорости течения реки в межень:

средняя скорость течения менее 0,5 м/с

-"- -"- до 1 м/с

-"- -"- до 2 м/с

-"- -"- от 2 м/с - 4 м/с

2.5.5. Обеспечение нормального срока службы ППМН в значительной степени зависит от величины и интенсивности деформаций дна и берегов. Правильный учет, прогнозирование характера деформаций, классификация эксплуатируемых переходов по этому признаку позволяет целенаправленно решать организационно-технические и другие вопросы надежности работы ППМН.

2.5.6. На переходах через реки нефтепроводы пересекают:

участки рек 1-й категории, где глубинные переформирования русла превышают 1 м., плановые деформации незначительны; к ним

относятся малые реки с ленточногрядовым, осередковым или побочневым типом руслового процесса (шириной до 50 м), средние и крупные реки с устойчивыми берегами и руслами;

участки рек 2 категории, где глубинные переформирования могут быть до 2 м, плановые - до 10 метров. Ко 2-й категории относятся малые, средние и крупные реки ленточногрядового, побочневого и осередкового типов руслового процесса;

участки рек 3 категории, где могут иметь место максимальные глубинные переформирования до 2 м и плановые до 100м. К этой категории относятся переходы через средние и крупные реки с русловым процессом ограниченного, незавершенного и свободного меандрирования, русловой и пойменной многорукавности;

участки рек 4-й категории, где максимальные глубинные переформирования более 2 метров или плановые свыше 100 метров. К ним относятся крупные реки всех типов русловых процессов, горные и предгорные реки и реки с ярко выраженными неустойчивыми руслами (значительные переформирования дна и берегов могут происходить в течение короткого времени).

2.5.7. По видам грунтов, слагающих дно рек и берега, могут быть выделены:

переходы, где трубопроводы уложены преимущественно в песчаных, супесчаных, гравийных, гравийно-галечниковых и легких суглинистых грунтах. Объем тяжелых суглинистых и глинистых грунтов относительно невелик (не более 10%). Скальные участки отсутствуют;

переходы, где трубопроводы уложены преимущественно в тяжелых суглинистых и глинистых грунтах (объем указанных грунтов более 50%);

переходы через водоемы, имеющие скальные включения или валунные отложения на дне и берегах.

2.5.8. С учетом проходимости технических средств, доступности участков нефтепровода для проведения ТОР на пойменных участках выделяются : переходы, пойменные участки которых не имеют заболоченных участков или имеются заболоченные участки небольшой протяженности (менее 30 м длиной, болото I типа), имеется возможность объезда стариц, озер и прохода технических средств по пойме при проведении ТОР на переходе, за исключением паводкового периода; инженерные работы для обеспечения прохода технических средств по пойме невелики по объему и могут выполняться силами эксплуатирующей организации;

переходы, имеющие болотистые участки на пойме значительной протяженности, объезд (обход) или проход стариц, озер невозможен без специальной инженерной подготовки; ТОР указанных переходов может выполняться при условии устройства вдольтрассового проезда по специальному проекту;

переходы, поймы которых позволяют обеспечить доступ для проведения ТОР только в зимний период или с применением специальной техники (авиации, понтонно-гусеничной техники и т.п.).

2.5.9. По особенностям ледового режима:

ледовый режим не позволяет работу ремонтно-строительного оборудования со льда (реки Западной и Южной части СССР, участки рек ниже плотин ГЭС и т.п.);

ледовый режим позволяет работу ремонтно-строительного оборудования со льда;

возможны заторы и зажоры на участке пересечения нефтепроводом.

2.5.10. По паводковому режиму (режиму половодья):

характерным является весенний паводок средней продолжительности (2-4 недели);

весенне-летний паводок длительной продолжительности (4-7 недель);

неоднократно повторяющийся паводок.

2.6. ПМН в зависимости от объема транспортирования продукта, особенностей водной преграды и других причин различают по конструктивному исполнению.

2.6.1. По наличию резерва:

одниточные;

двухниточные (многониточные).

2.6.2. По степени защиты окружающей среды и ремонтопригодности переходы выполняются с трубопроводами, уложенными в кожух (типа "труба в трубе") и заливом межтрубного пространства неагрессивной жидкостью (переходы этого типа обладают повышенной ремонтопригодностью);

имеющими оборудование для защиты водной акватории от загрязнения нефтью и сбора пролитой нефти;

необорудованными средствами для защиты водоема от попадания нефти и сбора ее в случае возникновения аварии на переходе.

2.6.3. По величине диаметра ниток:

диаметр ниток перехода совпадает с диаметром нефтепровода за границами перехода;

диаметр основной нитки совпадает с диаметром нефтепровода за границами перехода, резервная нитка (нитки) имеет меньший диаметр;

диаметр ниток перехода меньше диаметра нефтепровода за границами перехода.

2.6.4. По наличию и местоположению кривых вставок:

переходы, уложенные по радиусу естественного изгиба трубы;

имеющие кривые вставки в русле реки или водоема,

имеющие кривые вставки на береговых участках.

2.6.5. По методу сборки и усиления стыков трубопровода:

стыки трубопроводов собраны на металлических подкладных кольцах и имеют усилительные муфты (галтельные или лепестковые);

трубопроводы, смонтированные без применения подкладных колец и усиливающих муфт.

2.6.6. По величине испытательного давления и продолжительности испытания:

предварительно испытанные давлением I,25 Рраб продолжительностью 2 часа;

предварительно испытанные давлением I,5 Рраб в течение 6 часов;

переиспытанные в составе линейной части с напряжением до 0,95 $\sigma_{тек}$ в течение 24 часов.

2.6.7. По способу обеспечения устойчивости:

устойчивость положения трубы на заданных отметках и изгиб по заданной кривой обеспечивается весом трубы и продукта;

для обеспечения устойчивости и изгиба по заданной кривой применены пригрузы.

2.6.8. По исполнению и состоянию запорной арматуры:

оборудованные задвижками с ручным управлением;

оборудованные задвижками с электроприводом (гидроприводом) с дистанционным и местным управлением.

2.7. При планировании ТОР необходимо также учитывать отклонения от проекта, дефекты, допущенные и не устраненные при строительстве ЛПМН:

заложение трубы выше проектных отметок;

проектные берегоукрепительные сооружения отсутствуют или выполнены с отклонением от проекта;

трубопроводы лежат в частично засыпанных или незасыпанных русловых, приурезных и береговых траншеях;

приняты в эксплуатацию с повреждением футеровки и изоляции.

2.8. По учету переформирования русла и берегов рек и водоемов ЛПМН следует подразделять:

с трубопроводами, уложенными ниже предельного профиля размыва,

трубопроводы которых уложены без обоснованной оценки деформаций дна и берегов рек и водоемов.

2.9. По особенностям эксплуатации переходы различают:

по наличию пунктов технического обслуживания,

времени ввода в эксплуатацию и эффективности работы установок электрохимзащиты,

стабильности перекачки определенной номенклатуры продуктов,

характеру выполнения ТОР (специализированной организацией или собственными силами УМН),

работе перехода с включенными одной или несколькими нитками и др.

2.10. По состоянию от гидродинамических и механических воздействий потока воды, льда, проходящих плавсредств выделяются:

переходы, на которых трубы уложены ниже профиля возможного размыва и все элементы соответствуют установленной нормативно-технической документации (берегоукрепительные сооружения, объем и качество засыпки траншей и т.п.);

переходы, имеющие неисправные или поврежденные элементы (оголения, провисание трубопровода, повреждения стенки трубы, берегоукрепления и т.п.).

2.11. При планировании ТОР наиболее существенными являются: техническое состояние перехода (п.п. 2.7, 2.10), категория участка реки, тип руслового процесса (п. 2.5), интенсивность руслового процесса. Учет остальных признаков необходим при проведении ТОР.

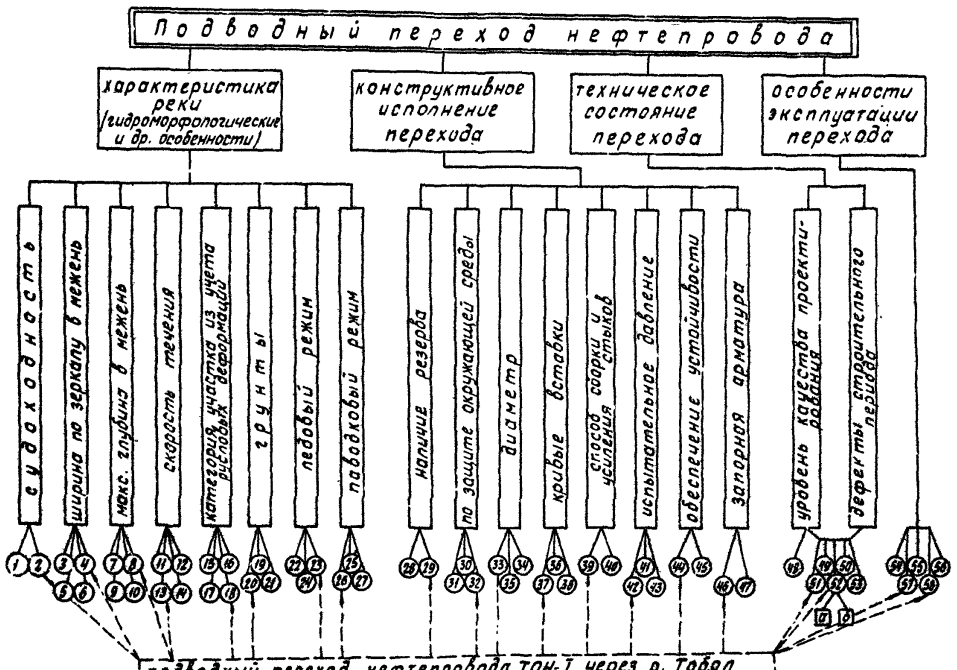

Рис. 1. Факторы, влияющие на надежность подводного перехода магистрального нефтепровода

Условные обозначения к рис. I

I - судоходные и сплавные реки,
2 - несудоходные реки,
3 - до I5 м,
4 - I6 - 75 м,
5 - 76 - 300 м,
6 - свыше 300 м,
7 - до I,5 м,
8 - I,6 м - I2 м,
9 - I2 м - 25 м,
I0 - более 25 м,
II - менее 0,5 м/с,
I2 - 0,5 м/с - I м/с,
I3 - I м/с - 2 м/с,
I4 - 2 м/с - 4 м/с,
I5 - I категория,
I5 - II категория,
I7 - III категория,
I8 - IУ категория,
I9 - легкой и средней связности,
20 - тяжелые суглинистые и глинистые,
2I - скальные включения,
22 - не позволяющий работу ремонтно-строительной техники со льда,
23 - позволяющий работу ремонтно-строительной техники со льда;
24 - возможны заторы или зажоры на участке пересечения нефтепроводом,
25 - весенний паводок средней продолжительности,
26 - весенне-летний паводок длительной продолжительности,
27 - неоднократно повторяющиеся паводки,

28 - однониточные,

29 - двухниточные (многониточные),

30 - трубопроводы, уложенные в кожухе,

31 - имеющие оборудование для защиты реки от загрязнения нефтью и сбора пролитой нефти,

32 - необорудованные средствами для защиты реки от нефти,

33 - совпадает с диаметром нефтепровода за границами перехода,

34 - основной нитки совпадает с диаметром нефтепровода за границами перехода, резервная нитка (нитки) имеет меньший диаметр,

35 - диаметр ниток перехода меньше диаметра нефтепровода за границами перехода,

36 - уложенные по радиусу естественного изгиба,

37 - имеющие кривые вставки в русле реки,

38 - имеющие кривые вставки на береговых участках,

39 - стыки смонтированы на подкладных кольцах и имеющие усилительные муфты,

40 - стыки смонтированы без применения подкладных колец и усилительных муфт,

41 - нитки переходов, предварительно испытанные 1,25 Рраб - 2 час,

42 - нитки переходов, предварительно испытанные 1,5 Рраб - 6 час,

43 - нитки переходов, переиспытанные в составе линейной части с напряжением до 0,95 $\sigma_{тек}$ 24 часа,

44 - устойчивость трубопровода обеспечивается весом трубы и продукта,

45 - ПТМН с утяжелителями грузами,

46 - оборудованные задвижками с ручным управлением,

47 - оборудованные задвижками с электроприводом (гидроприводом) с дистанционным и местным управлением,

48 - параметры и техническое состояние перехода соответствуют установленной НТД,

49 - трубопроводы, уложенные выше проектных отметок,

50 - повреждение стенки трубы,

51 - оголение трубопровода,

52 - провисание трубопровода:

а) длина провисания значительно меньше критической,

б) длина провисания близка к критической,

53 - нарушение футеровки изоляции,

54 - наличие пунктов технического обслуживания,

55 - эффективность работы средств ЭХЗ,

56 - стабильность перекачки номенклатуры продуктов,

57 - характер выполнения ТОР,

58 - работа перехода с включенными одной или несколькими нитками.

3. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАТЕГОРИИ УЧАСТКА РЕКИ И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.I. Категория участка реки, тип и интенсивность руслового процесса (прогнозирование характера руслового процесса), определяют при проведении обследований I класса.

3.I.I. Обследование I класса - комплексное обследование состояния всего перехода, включающее определение планового и высотного положений подводных нефтепроводов, состояния изоляционного покрытия, оголенных и провисающих участков трубопровода, состояния берегоукрепительных сооружений и других элементов перехода, гидрологическую характеристику участка реки в районе перехода.

Для определения типа и интенсивности руслового процесса, прогнозирования переформирований производят геодезическую съемку русловых и береговых участков перехода протяженностью не менее 5-ти значений ширины русла реки (В)в межень с включением двух крупных русловых форм, расположенных выше створа перехода и одной русловой формы ниже перехода, продольных профилей подводных трубопроводов и контрольных створов, расположенных по обе стороны от оси нефтепровода на расстоянии 0,25В; 0,5В; В.

По результатам обследования составляется документация, где приводится заключение по типу руслового процесса и величине возможных переформирований в виде профиля возможного размыва.

Обследование I класса проводят в характерные фазы гидрологического режима однократно на всех подводных нефтепроводах.

3.I.2. Перед проведением обследования I класса выполняют подготовительные работы, которые включают сбор и анализ ранее выполненных материалов по проектированию и обследованию переходов, аэрофотоснимков, крупномасштабных и лоцманских карт,

составленных по съемкам разных лет. По этим материалам предварительно определяют тип руслового процесса.

3.I.3. В полевых условиях производят осмотр участка перехода и выявляют характерные признаки руслового процесса: излучины, плесы, перекаты, побочни, гребни и подвалья гряд и др.

3.I.4. Выполняют разбивку и закрепление на местности планово-высотной магистрали и контрольных створов на участке перехода. Характерные точки планово-высотной магистрали и контрольных створов закрепляют на местности деревянными или бетонными столбами, металлическими трубами.

3.I.5. Высотные отметки дна определяют эхолотом, плановое положение промерных точек устанавливают с помощью геодезических инструментов (теодолит, мензула, секстан). Для планового координирования промеров можно также применять радиогеодезические методы, лазерные, акустические и другие устройства.

3.I.6. Водолазным обследованием устанавливают повреждение футеровки и изоляционного покрытия, уточняют длину размытых и провисающих участков нефтепровода, наличие посторонних предметов под провисающими участками и колебания нефтепровода от воздействия речного потока (определяют частоту, амплитуду и длину колебающегося участка).

Водолазное обследование входит в объем работ обследований I и II классов.

3.2. Техническое состояние ППМН и количественные изменения в русле рек и берегах определяют при обследовании II класса. Обследование II класса входит в объем работ по обследованию I класса и заключается в определении положения нефтепровода, высотных створах, планового положения участка реки, протяженностью 2В выше створа перехода и В ниже створа перехода.

По результатам обследований II класса определяются размытые

участки труб, состояние изоляции и уточняются количественные измерители руслового процесса.

Обследование П класса выполняется после прохождения паводка один раз в каждые четыре года для участков рек I-й и 2-й категорий; один раз в каждые два года - для участков рек 3-й категории и ежегодно на участках рек 4-й категории.

3.3. Определение состояния ППМН выполняется обследованием Ш класса. При этом определяются высотные отметки дна реки и берегов в створах подводных переходов. Обследования Ш класса проводятся для участков рек 2-й и 3-й категорий, в промежутках между обследованиями П класса, а также для участков рек 4-й категории дополнительно к обследованиям П класса в зависимости от технического состояния подводного перехода трубопровода.

3.4. Результаты обследований отражают в формуляре перехода в виде актов, продольных профилей, планов участка реки, актов водолазных обследований, графиков, характеризующих гидрологический режим реки, выкопировки из карт, результаты аэрофотосъемок и т.д. Указанные материалы используют при разработке технической документации и проведении мероприятий по ТОР перехода.

4. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ

4.I. С учетом п.п. 2.7; 2.I0; 3.I. все ППМН через водные преграды подразделяют на нижеследующие группы (рис. 2).

4.I.I. Группа А - переходы, находящиеся в исправном состоянии. При проектировании и строительстве выполнены все требования установленной нормативно-технической документации по заглублению, прочности, антикоррозионной защите и т.п. В процессе эксплуатации при проявлении прогнозируемых переформирований реки заглубление ниток перехода соответствует [I] . Для

переходов этой группы требуется принятие мер по защите трубопровода от коррозии и контроль за эффективностью защиты. Класс и периодичность обследования принимаются по п.п. 3.I.I; 3.2; 3.3.

4.I.2. Группа Б - переходы, находящиеся в работоспособном состоянии. Для решения задач ТОР переходы группы Б подразделяются на три подгруппы.

4.I.2.I. К подгруппе БI относятся переходы, не имеющие в рассматриваемый момент размытых участков. При проявлении прогнозируемых переформирований реки размывы возможны в ближайшие 5÷I0 лет.

Кроме защиты трубопроводов от коррозии, требуется определить оптимальные сроки и методы капитального ремонта в зависимости от скорости переформирования реки, материально-технических ресурсов для проведения ремонта и особенностей переходов, изложенных в п.2.

Для этого необходимо по результатам обследования I класса и материалам других обследований, отраженным в формуляре перехода, разработать проект ремонта перехода соответствующей проектной организацией и включить переходы этой группы в перспективный план капитального ремонта. В предремонтный период класс и периодичность обследований принимаются по п.п. 3.I.I; 3.2.; 3.3.

4.I.2.2. К подгруппе Б2 относятся переходы, имеющие оголенные и провисающие участки нефтепроводов в русловой части, длиной менее критической (приложение).

4.I.2.3. К подгруппе Б3 относятся переходы, имеющие повреждения берегоукрепления.

Капитальный ремонт переходов подгрупп Б2 и Б3 должен быть включен в пятилетний план ремонта, как первоочередной. Проектно-

сметная документация должна быть разработана незамедлительно с целью четкого планирования производства капитального ремонта. Уточненное время производства ремонтных работ отдельных переходов в составе перспективного плана капитального ремонта определяют по оценке степени опасности разрушения нефтепровода от провисания и возможной вибрации (длины провисающего участка, наличия продольных усилий, величины внутреннего давления и др.), гидрологических особенностей (интенсивности переформирования дна и берегов реки, скоростей потока воды и разные фазы гидрологического режима и др.), особенностей судоходства и т.д.

4.I.2.4. Обследование переходов группы Б проводят с объемом работ и периодичностью по разделу 3, но с заменой обследований Ш класса на участках рек 2-3 категорий на обследования П класса. Кроме того, проводят дополнительные обследования Ш класса, количество которых может быть до 2-х обследований в год и более в зависимости от технического состояния перехода.

Эксплуатация возможна при условии проведения временных мероприятий, предусмотренных проектом по предотвращению дальнейшего провисания, вибрации и т.д.

При наличии провисающих участков подводного нефтепровода в состав мероприятий должен входить и режим перекачки нефти на пониженном давлении с тем, чтобы суммарные напряжения на указанных участках не вызывали разрушения трубы.

4.I.3. Группа В - переходы, находящиеся в предаварийном состоянии. По величине и расположению дефекта различаются две подгруппы.

4.I.3.I. К подгруппе ВI относятся переходы, имеющие провисающие участки в руслоьой части трубопровода с длиной, близкой к критической.

4.I.3.2. К подгруппе В2 относятся переходы, имеющие прови-

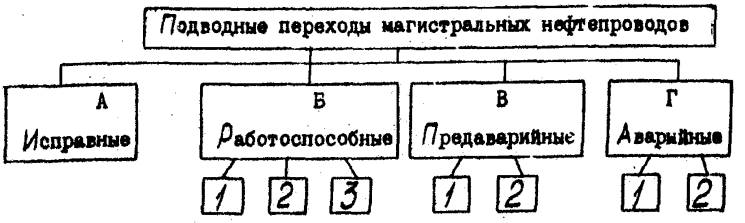

Рис. 2. Классификация подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте

БI - оголение трубопровода предполагается в ближайшие 5-I0 лет ;

Б2 - оголение трубопровода и провисание участков труб с длиной, менее критической ;

Б3 - повреждение берегоукрепления ;

ВI - провисание трубопровода на приурезных и береговых участках в зоне действия ледохода и паводкового течения ;

В2 - провисание трубопровода в русловой части с длиной, близкой к критической ;

ГI - повреждение стенки трубы без потери герметичности ;

Г2 - повреждение стенки трубы с потерей герметичности

сание участков трубопровода любой длины на приурезных и береговых участках в зоне действия ледохода и паводкового течения.

4.I.3.3. До осуществления временных мероприятий по предотвращению разрушения нефтепровода от провисания, вибрации или ледохода нитку нефтепровода необходимо освободить от нефти во избежание попадания ее в реку, а транспортировку нефти осуществлять по другой нитке.

4.I.3.4. Временные мероприятия на переходах группы В относят к аварийным мероприятиям.

4.I.3.5. Состав и периодичность обследования переходов группы В аналогичные группе Б .

4.I.3.6. Капитальный ремонт переходов группы В в порядке очередности осуществляют раньше ремонта переходов группы В .

4.I.4. Группа Г - переходы, находящиеся в аварийном состоянии.

4.I.4.I. К подгруппе ГI относятся переходы, имеющие повреждения стенки трубы без потери герметичности (задиры на теле трубы, вмятины, гофры).

4.I.4.2. К подгруппе Г2 относятся переходы, имеющие повреждения стенки с потерей герметичности (коррозионные свищи, трещины, разрывы).

4.I.4.3. Аварийные нитки этой группы подлежат освобождению от нефти с переключением транспорта нефти на резервную нитку.

Капитальный ремонт по имеющейся у владельца перехода проектной документации выполняется первоочередно вне зависимости от перспективного плана ремонта ПЛМН.

Приложение

Определение критической длины провисающего подводного нефтепровода

I. Критическая длина провисания определяется по методике, разработанной П.П.Бородавкиным и О.Б.Шедриным в Уфимском нефтяном институте и МИНХ и ГП с учетом колебаний трубопровода от воздействия гидродинамического давления [3], [4].

Пример расчета (условный) длины размытого участка нефтепровода, при которой возникнут резонансные колебания.

Исходные данные: диаметр трубы - 0,529 м;

толщина стенки трубы 0,010 м;

$E = 2{,}1 \cdot 10^{11}$ н/м^2;

$J = 5{,}493 \cdot 10^{-4}$ м^4;

коэффициент постели грунта

$K = 1{,}96133 \cdot 10^{5}$ н/м^3;

скорость течения реки

$V = 1$ м/с;

кинематический коэффициент вязкости воды при температуре 20°С

$\nu = 1 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.;

масса единицы длины трубы с продуктом

$m = 32{,}0677 \cdot 10^{-7}$ кг/м;

присоединение массы воды определяется

$$m_{прис} = \mu \frac{\pi D^2}{4} \cdot \rho \,, \qquad (1)$$

где ρ - плотность воды;

μ определяется по графику рис. 3

$m_{прис} = 23{,}3 \cdot 10^{-7}$ кг/м.

Масса единицы длины трубопровода с учетом присоединенной массы воды :

$$\bar{m} = m + m_{прис.} \quad ; \qquad (2)$$

$$\bar{m} = 56{,}0 \cdot 10^{-7} \text{ кг/м}$$

Вычисляется число Рейнольдса :

$$Re = \frac{VD}{\nu} \quad ; \qquad (3)$$

$$Re = \frac{1{,}00 \cdot 0{,}529}{1 \cdot 10^{-6}}; \quad Re = 529 \cdot 10^5$$

Режим обтекания трубопровода потоком воды является суперкритическим (находится в интервале $Re = 2 \cdot 10^5 \div 3{,}5 \cdot 10^6$), т.е. $Sh = 0{,}02 \div 0{,}45$.

Определяется резонансная частота колебаний подводного нефтепровода:

$$n_y = \frac{(0{,}02 \div 0{,}45) \cdot V}{D} \quad ; \qquad (4)$$

$$n_y = \frac{(0{,}02 \div 0{,}45) \cdot 1{,}0}{0{,}529}$$

$$n_y = 0{,}038 \div 0{,}85 .$$

Угловая частота свободных колебаний

$$\omega = 2\pi n_y, \ (c^{-1}) \qquad (5)$$

$$\omega = 0{,}238 \div 5{,}34$$

Определяется выражение γ по формуле

$$\gamma = \frac{\beta}{\alpha} = \sqrt[4]{\frac{4\omega^2 (m + m_{прис})}{KD - m\omega^2}} \quad ; \qquad (6)$$

$$\gamma_1 = 0{,}266; \quad \gamma_2 = 0{,}059 .$$

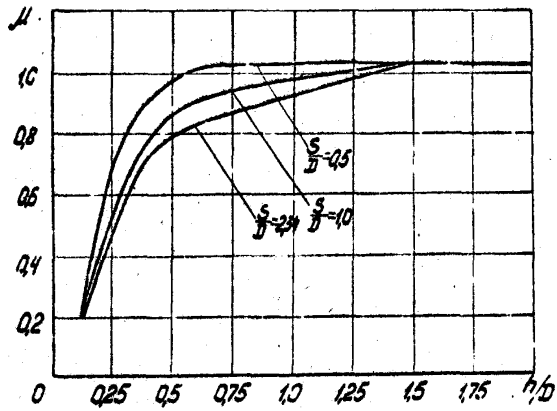

Рис.3.Зависимость коэффициента присоединенной массы μ от h/D и S/D

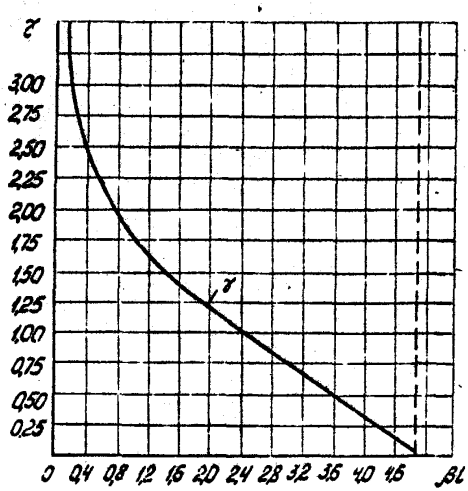

Рис.4. График зависимости γ от βl

По графику рис. 4 для γ находятся значения

для γ_1 $C_1 = 4{,}17$; для γ_2 $C_2 = 4{,}57$

Определяется l из выражения :

$$l = \frac{C}{\beta} = \frac{C}{\sqrt[4]{\frac{(m + m_{прис})\omega^2}{EJ}}} \quad ; \qquad (7)$$

$$l_1 = \frac{4{,}17}{0{,}1109} = 37{,}6 м; \quad l_2 = \frac{4{,}57}{0{,}0229} = 199{,}5 м$$

При длине размытого участка трубопровода в пределах l= 37,6 м ÷ 199,5 м будут происходить резонансные колебания.

Критическая длина провисания подводного трубопровода принимается равной 37 метрам.

2. Определение критической длины провисающих участков колеблющихся подводных нефтепроводов с учетом внутреннего давления [5].

Длина расчетного участка определяется из сравнения суммарных напряжений от действия внутреннего давления, температурного перепада, суммарного гидродинамического давления с нормативным сопротивлением материала трубы:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}(P) + \sigma_{пр}(\Delta T) + \sigma_{пр}(u) + \sigma_u \leq R_2 \; .$$

В таблице приводятся ориентировочные значения критической длины провисания неколеблющихся подводных нефтепроводов для труб 720х8 мм до ∅ 1220х15 мм при скоростях течения равных 1 м/с; 1,5 м/с; 2 м/с; давлений от $3{,}0 \cdot 10^6$ Па до $6{,}0 \cdot 10^6$ Па и температурном перепаде в 20°С.

Таблица

Критическая длина провисания неколеблющихся ШВМН для нефтепроводов больших диаметров

Д)(мм) δ (мм)	P_6 (10 Па)	При V_1 = 1 м/с l_1 (м)	При V_2 = 1,5 м/с l_2 (м)	При V_3 = 2,0 м/с l_3 (м)
I	2	3	4	5
720 x 8	3,0	60	53	50
-"-	4,0	58	5I	46
-"-	5,0	52	49	44
-"-	6,0	50	48	42
720 x I0	3,0	67	6I	53
-"-	4,0	64	58	5I
-"-	5,0	6I	56	49
-"-	6,0	56	55	47
I020 x I0	3,0	83	80	67
-"-	4,0	67	74	63
-"-	5,0	74	7I	60
-"-	6,0	70	65	58
I020 x I2,5	3,0	84	8I	75
-"-	4,0	72	76	7I
-"-	5,0	74	73	68
-"-	6,0	7I	69	64
I020 x I4	3,0	85	82	77
-"-	4,0	80	77	74
-"-	5,0	75	74	74
-"-	6,0	72	70	68
I220 x I2	3,0	86	85	83
-"-	4,0	8I	80	8I
-"-	5,0	80	78	76
-"-	6,0	79	77	75.
I220 x I4	3,0	87	86	84
-"-	4,0	83	82	8I
-"-	5,0	80	79	77
-"-	6,0	79	77	75

Продолжение табл.

I	2	3	4	5
I220 x I5	3,0	88	87	85
-"-	4,0	85	83	82
-"-	5,0	83	82	79
-"-	6,0	8I	8I	77

ЛИТЕРАТУРА

I. СНиП П-45-75 Нормы проектирования . М., I975.

2. Инструкция по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов . М., ВНИИОЭНГ, I976.

3. Бородавкин П.П., Шадрин О.Б. Вопросы проектирования и капитального ремонта подводных переходов трубопроводов . ВНИИОЭНГ, М., I97I.

4. Бородавкин П.П., Березин В.Л., Шадрин О.Б. Подводные трубопроводы . М., Недра, I979.

5. Отчет ТИИ по научно-исследовательской работе "Анализ и прогнозирование размывов подводных переходов нефтепроводов УМН Западной и Северо-Западной Сибири", Тюмень, I976.

6. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. М., Недра, I979.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	4
2. Принципы классификации подводных переходов нефтепроводов	7
3. Порядок определения категории участка реки и технического состояния переходов нефтепроводов	I9
4. Классификация переходов нефтепроводов через водные преграды при техническом обслуживании и ремонте	22
Приложение	27
Литература	32

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО КЛАССИФИКАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ

РД 39-30-497-80

Издание ВНИИСПТнефти

450055, Уфа-55, просп.Октября, 144/3

Подписано к печати 17.04.81 П03308

Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л. 1,7. Тираж 200 экз.

Заказ 106

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru