Российское акционерное общество “Газпром”

Р Е Г Л А М Е Н Т

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

РД 51-3-96

Москва 1996

gost.e-ecolog.ru

Российское акционерное общество "Газпром"
Управление по транспортировке газа и газового конденсата
Информационно-рекламный центр газовой промышленности
(ИРЦ Газпром)

РЕГЛАМЕНТ

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

РД 51-3-96

Москва 1996

Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды, ОАО "Гипроречтранс", 1996, с. 70.

Предназначен для предприятий, эксплуатирующих магистральные газопроводы, в качестве руководящего документа при составлении индивидуальных программ (графиков) обслуживания переходов, а также специализированных предприятий, выполняющих обследование, ремонтные работы или реконструкцию подводных переходов газопроводов с целью обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации. Разработан ОАО "Гипроречтранс".

С введением в действие настоящего Регламента утрачивает силу Регламент по обслуживанию подводных переходов на действующих магистральных газопроводах, 1992.

Разработчики: Э.Р.Гольдин, С.И.Левин, О.С.Зуев, Е.Н.Кутырева, Ф.П.Челышев, С.М.Аршалян, Г.А.Коробов, К.А.Мысовский (ОАО "Гипроречтранс"), С.С.Фесенко (ВНИИГАЗ), Е.В.Варламов (РАО "Газпром"), А.М.Солин, Г.Д.Жуков (Подводгазэнергосервис), А.М.Меркурьев (Севергазпром), А.Ф.Воронов (Интершельф).

Согласован с Управлением по транспортировке газа и газового конденсата РАО "Газпром" - В.Н.Дедешко, Управлением проектно-изыскательских работ и экспертизы проектов РАО "Газпром" - М.С.Федоров.

Согласован с Управлением по надзору в нефтяной и газовой промышленности Госгортехнадзора РФ 29 августа 1996 г. N10-03/323.

Подготовлен к утверждению главным технологом Упртрансгаза РАО "Газпром" Е.В.Варламовым.

Утвержден членом Правления РАО "Газпром" Б.В.Будзуляком 10 сентября 1996 г.

Введен в действие с 1 декабря 1996 г. приказом Председателя Правления РАО "Газпром" Р.И.Вяхирева от 07 октября 1996 г. N49.

© Информационно-рекламный центр газовой промышленности (ИРЦ Газпром), 1997

Использование текста Регламента в других нормативных документах без согласования с ОАО "Гипроречтранс" не допускается.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Подводный переход магистрального газопровода (МГ), в дальнейшем именуемый "подводный переход" или "переход", представляет собой участок линейной части МГ, пересекающий водную преграду и уложенный, как правило, с заглублением в дно водоема (реки, озера, канала, водохранилища и т.д.). Переход представляет собой одну или несколько ниток трубопровода с соответствующими системами его технического обеспечения.

Классификация и категория магистрального газопровода и его участков принимаются в соответствии со СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы".

Технический коридор подводных переходов магистральных газопроводов - система переходов, проложенных через один и тот же участок водной преграды и объединенных, как правило, единой системой их технического обеспечения.

Охранная зона подводного перехода (коридора) - участок акватории и поверхности земли, длина которого соответствует длине подводного перехода, а ширина ограничена двумя параллельными плоскостями, проведенными на расстоянии 100 м с каждой стороны от осей крайних ниток газопроводов на переходе (коридоре).

Длина подводного перехода - определяется границами, которыми являются:

- для однониточного перехода - участок, ограниченный урезами уровня высоких вод 10%-ной обеспеченности;
- для перехода через горные реки - участок, ограниченный урезами уровня высоких вод 2%-ной обеспеченности;
- для многониточного перехода - участки в пределах запорной арматуры, установленной на берегах.

Подводный (русловой) участок перехода - участок, ограниченный урезами воды при среднемноголетнем меженном уровне.

Береговые участки перехода - участки, ограниченные с одной стороны урезом воды при среднемноголетнем меженном уровне, с другой - границами перехода в пределах его длины (см выше).

Среднемноголетний меженный уровень - среднее арифметическое значение отметок меженных уровней водоема, полученных в результате многолетних наблюдений.

Уровень высоких вод n%-ной обеспеченности - максимальный уровень вод в паводок (половодье) в месте перехода, вероятность превышения которого возможна n раз в 100 лет.

Прогнозируемый предельный профиль размыва русла - линия, проведенная по наинизшим отметкам дна и берегов водоема, полученным в результате прогнозируемых переформирований русла за период эксплуатации подводного перехода.

Заглубление подводного трубопровода - толщина слоя грунта от верха балластных грузов или балластного покрытия трубопровода до поверхности дна водоема, устанавливаемая в соответствии с действующими нормами с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Надежность подводного перехода - свойство сохранять способность непрерывно транспортировать газ в заданном технологическом режиме.

Исправное состояние подводного перехода - состояние, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и проектной документации.

Неисправное состояние подводного перехода - состояние, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и проектной документации.

Предельное состояние подводного перехода - состояние, определяемое нормативно-технической документацией, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

Работоспособное состояние подводного перехода - состояние, при котором значения всех параметров, характеризующих способность непрерывного транспортирования газа (или иного продукта), соответствуют требованиям нормативно-технической и проектной документации[1].

---

[1]Подводный переход может быть работоспособным при неисправном состоянии, например, при обнажении трубопровода, нарушении берегоукрепления, повреждении информационных знаков и др.

Безопасность подводного перехода - состояние, при котором он не вызывает ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Повреждение подводного перехода - нарушение его исправного состояния при сохранении работоспособного состояния.

Отказ подводного перехода - нарушение работоспособного состояния (повреждение трубы, уменьшение толщины стенки из-за развития коррозии, резкое изменение пространственного положения трубопровода вследствие деформации дна и др.), при котором дальнейшая эксплуатация перехода приостанавливается.

Недозаглубленный участок подводного трубопровода - участок с заглублением трубопровода меньшим, чем это установлено нормативно-технической документацией (вплоть до полного оголения трубопровода).

Провисающий участок подводного трубопровода - оголенный участок трубопровода, имеющий просвет между нижней образующей и дном водоема.

Величина провисания - расстояние от поверхности дна водоема до нижней образующей трубопровода.

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.

Осмотр перехода - визуальный контроль и оценка состояния береговых участков перехода.

Приборное обследование подводного перехода - контроль технического состояния перехода и его составляющих с применением технических средств измерения и наблюдения.

Водолазное обследование подводного перехода - проводимый водолазами визуальный и приборный контроль состояния подводных трубопроводов.

Техническое обслуживание подводного перехода - комплекс работ (пункт 2.8.) по поддержанию исправного и работоспособного состояния при эксплуатации перехода.

Планово-предупредительный ремонт подводного перехода - плановые работы по устранению отдельных неисправностей элементов перехода, выполняемые, как правило, при нормальном эксплуатационном режиме.

Текущий ремонт подводного перехода - минимально необходимый по объему и содержанию вид ремонта, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в работах по недопущению преждевременного износа, устранению мелких повреждений и неисправностей.

Аварийно-восстановительный ремонт - работы по устранению последствий отказа газопровода на переходе в период вынужденного кратковременного прекращения транспортирования газа, а также работы по предотвращению возможных отказов газопровода из-за нарушений его состояния (например, при образовании обнаженных и провисающих участков, повреждении изоляции и т. п.).

Капитальный ремонт подводного перехода - работы, выполняемые для приведения перехода в исправное состояние с заменой или восстановлением любых его составных частей.

Реконструкция подводного перехода - перестройка перехода для улучшения его функционирования (например, прокладка дополнительных ниток газопроводов на переходе, замена старых ниток газопроводов на новые и т. п.).

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Настоящий Регламент разработан в развитие Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов и устанавливает порядок технического обслуживания, контроля за состоянием и ремонта подводного перехода МГ.

2.2. Техническое обслуживание перехода газопровода, контроль за его состоянием и ремонтные работы должны выполняться в соответствии с настоящим Регламентом, Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, а также Правилами, нормами и инструкциями на строительство и эксплуатацию магистральных газопроводов (прил. 1).

2.3. Регламент является обязательным для всех предприятий и организаций, эксплуатирующих газопроводы, а также выполняющих обследования, ремонтные работы и реконструкцию переходов.

2.4. Техническое обслуживание и контроль за состоянием перехода осуществляют предприятия по транспортировке газа своими силами и средствами, а также с привлечением специализированных предприятий подводно-технических работ, имеющих лицензии на их выполнение.

2.5. Техническое обслуживание переходов через несудоходные водные преграды глубиной до 1,5 м (в межень) и шириной до 30 м осуществляется, как правило, силами линейной эксплуатационной службы (ЛЭС).

2.6. Выполнение специальных работ (гидрологических изысканий, геодезической русловой съемки, приборного и водолазного обследования и диагностирования подводного перехода) осуществляется специализированными предприятиями РАО "Газпром" и другими организациями, имеющими соответствующие лицензии в соответствии с ежегодными планами, утверждаемыми РАО "Газпром".

2.7. Организация, осуществляющая техническое обслуживание и контроль за состоянием перехода, несет полную ответственность за достоверность информации, указанной в оперативной и отчетной документации.

2.8. Система технического обслуживания перехода предусматривает:

• осмотр (визуальное обследование) пойменных и береговых участков перехода;

• приборное обследование руслового участка перехода;

• обследование и анализ состояния провисающих участков подводного газопровода;

• контроль за состоянием электрохимической защиты от коррозии, изоляционного покрытия русловых и береговых участков перехода;

• проверку наличия и состояния береговых информационных знаков;

• ремонтные работы на переходе.

2.9. Техническое обслуживание береговых участков линейной части МГ (запорной арматуры, систем электрохимической защиты) настоящим Регламентом не предусмотрено и должно осуществляться в соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, а также действующими стандартами, нормами и инструкциями.

2.10. Все специалисты (ИТР и рабочие), привлекаемые к техническому обслуживанию подводных переходов МГ, должны периодически (но не реже, чем через 5 лет) проходить курс повышения квалификации по программе, учитывающей особенности строительства и эксплуатации подводных трубопроводов.

2.11. Переходы через судоходные водные преграды (реки, водохранилища, каналы) должны быть оборудованы береговыми информационными знаками ("Якоря не бросать" - прил. 15), в соответствии с Правилами внутреннего водного транспорта и иметь сигнальные огни, автоматически включающиеся в темное время суток. На переходах через несудоходные водные преграды должны быть установлены знаки закрепления трассы.

2.12. Переходы через водные преграды с шириной зеркала воды в межень более 30 м должны быть оборудованы постоянными геодезическими знаками (реперами), устанавливаемыми по берегам в местах, исключающих их повреждение и привязанных к государственной геодезической сети. Геодезические знаки должны быть закрыты кожухом или ограждены.

3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ПЕРЕХОД

3.1. Ответственность за техническое состояние подводного перехода несет предприятие по транспортировке газа (ПТГ).

3.2. Предприятие по транспортировке газа должно обеспечить техническое обслуживание и контроль за:

- состоянием всех элементов подводного перехода (газопроводы, антикоррозионная защита, крепление дна и берегов, береговые информационные знаки и др.);
- сохранностью информационных и опорных геодезических знаков (реперов), принятых от подрядных организаций после окончания строительства перехода;
- выполнением осмотров, обследований и ремонтных работ на переходах;
- состоянием кабелей технологических связей;
- выполнением всех работ в охранной зоне перехода;
- наличием нормативно-технической и оперативной документации.

3.3. Предприятие по транспортировке газа устанавливает сроки работ по осмотру, обследованиям и ремонтным работам на переходе в соответствии с настоящим Регламентом и осуществляет приемку работ.

3.4. Предприятие по транспортировке газа своевременно оповещает соответствующие организации речного флота и рыбнадзора и согласовывает с ними сроки начала и продолжительность обследований руслового участка и ремонтных работ на переходе.

3.5. Организации, выполняющие проектирование и обследования подводного перехода газопровода, а также осуществляющие капитальный ремонт, несут ответственность за качественное выполнение работ, которое должно обеспечивать нормативный срок службы газопровода в целом. Формы ответственности и санкции за несоблюдение качества устанавливаются договором на выполнение работ.

3.6. Порядок оповещения при обнаружении аварийных ситуаций и ликвидации этих ситуаций определен в плане, утвержденном ПТГ, а также Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов.

3.7. Случаи отказа на переходе, связанные с утечкой газа, доводятся до сведения организаций (органов местной власти, правоохранительных органов и Госгортехнадзора России) по установленной схеме оповещения.

3.8. Каждый факт отказа и повреждения газопровода на переходе должен быть расследован в соответствии с действующими нормативными документами.

3.9. Предприятие по транспортировке газа обязано:

- обеспечивать непрерывный контроль за сохранностью подводного перехода, особенно в периоды ледостава, весеннего паводка и ливневых дождей;
- не допускать использования огнеопасных и взрывных работ вблизи перехода;
- не допускать необоснованных дноуглубительных работ вблизи перехода.

4. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ПОДГОТОВКА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРЕХОДА

4.1. Организационная и инженерная подготовка технического обслуживания подводного перехода включает:

• организацию структур (служб), способных обеспечить выполнение требований настоящего Регламента;

• обеспечение проводимых работ по техническому обслуживанию перехода транспортом, плавучими средствами, оборудованием и приборами;

• обеспечение персонала, обслуживающего переход, необходимой нормативно-технической, оперативной документацией и должностными инструкциями. В линейно-эксплуатационной службе должен храниться паспорт перехода с оперативной и отчетной документацией:

- журналами обследований и ремонта;

- актами контроля состояния перехода и текущего ремонта;

- актами приборного и водолазного обследований с приложением чертежей планов и профилей перехода;

- документацией по результатам капитального ремонта.

• обучение и переподготовку специалистов на курсах повышения квалификации.

4.2. Руководитель ПТГ назначает лицо или группу лиц, ответственных за эксплуатацию и техническое состояние подводного перехода. Права, обязанности и ответственность лиц, входящих в группу, определяются должностными инструкциями.

4.3. В зависимости от местных условий и технического состояния перехода предприятием по транспортированию газа могут предусматриваться и другие организационные формы обслуживания с обязательной персональной ответственностью за эксплуатацию и техническое состояние подводного перехода и его составляющих.

5. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДА

5.1. Техническое состояние подводного перехода определяют по данным осмотров и обследований (разделы 6-8) путем сопоставления этих данных с проектными и нормативными требованиями.

5.2. Основными факторами, определяющими техническое состояние перехода, являются:

- соответствие положения трубопровода проектному;
- заглубление подводного газопровода в русле реки;
- достаточность и сохранность балластировки газопровода;
- целостность антикоррозионной изоляции трубопровода;
- фактическая толщина стенки в сопоставлении с минимальной расчетной (проектной);
- отсутствие или наличие мест утечки газа;
- деформация (размыв) дна и береговых склонов водной преграды, в том числе состояние крепления берегов на участке перехода;
- состояние информационных знаков и опорной топографической основы.

5.3. В зависимости от изменения факторов, указанных в п. 5.2, техническое состояние подводного перехода классифицируется следующим образом (табл. 1).

Исправное состояние, когда параметры, характеризующие перечисленные в п. 5.2. факторы, соответствуют требованиям нормативно-технической документации:

- заглубление трубопровода в дно на всем протяжении руслового участка соответствует проектному и нормативным требованиям;
- дно устойчиво и берега практически недеформируемы;
- балластировка, антикоррозионная изоляция, толщина стенки, соответствуют требованиям норм и правил;
- состояние информационных знаков и реперов соответствует требованиям действующих норм и правил.

Таблица 1

Классификация технического состояния подводного перехода

Техническое состояние перехода	Основные факторы, определяющие состояние перехода								
	Заглубление трубопровода	Состояние антикоррозионной изоляции трубопровода	Состояние балластировки трубопровода	Толщина стенки трубопровода	Наличие мест утечки газа (разгерметизация трубопровода)	Береговые укрепления на участках перехода	Состояние береговых информационных знаков (для судоходных и сплавных рек)	Сохранность опорной плановой и высотной топографической основы (реперов)	Периодичность ремонтных работ
Исправное	Трубопровод заглублен в соответствии с проектом	По проекту			Не обнаружено	По проекту	Соответствует нормам	Имеются, соответствует нормам	Планово-предупредительный ремонт
Неисправное	Имеются участки с толщиной слоя засыпки менее проектной с тенденцией к уменьшению, а также обнаженные и провисающие участки длиной до 0,7 $l_{кр}$, вибрация трубопровода отсутствует	Имеются места повреждения изоляции, защитный потенциал устойчив, изменяется незначительно	Балластировка в местах провисания неустойчива, имеются незначительные нарушения расположении балластных грузов	Уменьшение толщины стенки не более 12 %	То же	Имеются незначительные нарушения берегового укрепления	Требуется ремонт		Капитальный ремонт до паводка
Предельное	Имеются обнаженные и провисающие участки длиной более 0,7 $l_{кр}$, наблюдается вибрация трубопровода на провисающих участках, трубопровод расположен в зоне интенсивных русловых деформаций.	Имеются обнаженные участки с поврежденной изоляцией, защитный потенциал отсутствует	Отсутствует часть балластных грузов (свалены), имеются значительные нарушения в их месторасположении	Уменьшение толщины стенки более 12%	Обнаружены трещины и места утечки газа (свищи)	Имеются места разрушения береговых укреплений	Требуется ремонт или восстановление	—	Срочный капитальный ремонт по факторам граф 2-6,8,9 и капитальный ремонт по факторам гр. 7

Примечание: $l_{кр}$ - критическая длина провисающего участка, определяемая в соответствии с прил.м 20.

Неисправное состояние, основными признаками которого являются:

• наличие на подводном трубопроводе обнаженных и провисающих участков длиной, не превышающей 70% критической длины (прил. 20) ;

• повреждения антикоррозионной изоляции;

• наличие на провисающем участке трубопровода незначительных механических повреждений;

• понижение отметок дна в зоне перехода свыше 0,5 м и размыв берегов более 1 м в год;

•нарушение устойчивости балластных грузов на трубопроводе с незначительными изменениями их расположения;

• уменьшение толщины стенки, не превышающее 12% проектной;

• неисправность или полная утрата береговых информационных знаков и реперов.

Предельное состояние, основными признаками которого являются:

• наличие на подводном трубопроводе провисающего участка длиной превышающей 70% критической длины (прил. 20);

• наличие вибрации трубопровода под воздействием течения;

• уменьшение толщины стенки трубопровода в результате многолетней эксплуатации и (или) коррозии более чем на 12%;

• наличие трещин и мест утечки газа;

• отсутствие части балластных грузов и значительные нарушения в их расположении;

• значительные повреждения крепления берегов в подводной части с оголением трубопровода;

5.4. Подводный переход газопровода, техническое состояние которого по результатам обследования признано исправным, требует выполнения плановых обследований с указанной в разд.6 периодичностью, а также планово-предупре-дительного ремонта.

5.5. При неисправном техническом состоянии подводного перехода по любому из указанных в табл. 1 признаков (при этом газопровод может быть работоспособным) необходимо выполнение капитального ремонта в устано-

вленный планом срок. При наличии провисающих участков трубопровода ремонт должен быть закончен до весеннего паводка.

5.6. Предельное состояние подводного перехода по признакам, приведенным в табл. 1 (за исключением признаков по гр. 7), указывает на необходимость принятия срочных мер по предупреждению аварий с отключением поврежденной нитки газопровода, выполнения капитального ремонта или прокладки новой нитки газопровода вместо поврежденной.

6. ЗАДАЧИ И ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОБСЛЕДОВАНИЙ ПЕРЕХОДОВ

6.1. Основной задачей осмотра и обследования подводного перехода является оценка его технического состояния (пункт 5.2.) и соответствия требованиям настоящего Регламента, Правил технической эксплуатации магистрального газопровода и других действующих нормативных документов (прил. 1).

6.2. На основании осмотров и обследований подводного перехода в соответствии с основной задачей должны быть получены следующие данные:

- фактические плановое и высотное положения трубопровода относительно линии дна и склонов берега, существующие на дату обследования водоема в створе перехода в координатах и отметках проекта;
- наличие обнаженных и провисающих участков газопровода и их характер (длина, величина провисания);
- состояние балластировки трубопровода на обнаженных и провисающих участках;
- толщина стенки трубопровода на обнаженных и провисающих участках, а также на береговых участках в зоне переменного уровня воды;
- состояние защитного и изоляционного покрытий на обнаженных и провисающих участках трубопровода;
- значение высотных отметок дна реки и береговых склонов в координатах и отметках проекта;
- наличие и характер посторонних объектов (предметов) на дне водной преграды;
- состояние сооружений защиты берегов и береговых информационных знаков;
- сохранность реперов топографической основы для закрепления промерных створов и створов наблюдений за переформированием береговых склонов.

6.3. В зависимости от поставленной цели и состава (вида) работ обследование подводных переходов газопровода подразделяют на три класса.

Классификация обследований по этим признакам приведена в табл. 2.

Таблица 2

Работы, выполняемые при обследовании подводного перехода газопровода, в зависимости от класса обследования

Вид работ	Класс обследования		
	3	2	1
Визуальный осмотр и оценка состояния береговых информационных знаков, реперов и указателей газопровода, наблюдения за положением и переформированием берегового склона и линий уреза воды относительно репера	+	+	+
Обнаружение утечки газа приборами	+	+	+
Определение гидрологических характеристик реки (скорости течения, уровней воды и т. д.)	—	—	+
Определение состояния надводной части берегоукрепления и береговых склонов	+	+	+
Определение состояния подводной части берегоукрепления	—	+	+
Приборное определение фактического планового и высотного положений всех ниток газопровода относительно линии дна и склонов берега с установлением оголенных и провисающих участков	—	+	+
Измерение толщины стенки трубопровода на обнаженных и провисающих участках и на береговых участках в зоне переменного уровня	—	—	+
Водолазное обследование обнаженных и провисающих участков с определением длины и величины провисания, состояния изоляционного покрытия, устойчивости и изменения расположения балластных грузов с применением при необходимости подводной видеосъемки	—	—	+
Топографическая съемка русла и берегов в границах не менее трех с половиной значений ширины реки (соответствующей среднемеженному уровню) вверх по течению от крайней верхней нитки перехода и не менее полутора расчетных значений ширины реки вниз по течению от крайней нижней нитки перехода с охватом прибрежных полос шириной 40-60 м	—	+	+

Примечание: Размеры зоны топографической съемки для 2-го класса обследования могут быть уменьшены до границ охранной зоны перехода.

6.4. Периодичность осмотров и обследований подводного перехода газопровода указана в табл. 3.

Таблица 3

Периодичность осмотров и обследований подводного перехода газопровода

Характеристика осмотров, обследований	Периодичность осмотров, обследований
Осмотр береговых и пойменных участков подводного перехода в периоды:	
навигационный и межнавигационный	Ежемесячно
ледостава, паводков, ливневых дождей	Ежедневно
Приборное обследование руслового участка перехода	В соответствии с данными табл. 4
Водолазное обследование провисающих и оголенных участков трубопровода	Сразу после обнаружения провисающих и оголенных участков

6.5. Обследование руслового участка перехода назначают с периодичностью, зависящей от интенсивности деформаций берегов и дна на участке перехода (с учетом технического состояния трубопровода, установленного на основании предыдущих обследований) в соответствии с табл. 4.

Таблица 4

Периодичность обследований русловой части подводных переходов газопроводов

Техническое состояние перехода	Периодичность	Класс обследования
Исправное	1 раз в 2 года	2
Неисправное	1 раз в год	1 или 2
Предельное	см. прим. 1 и 2	1

Примечание:

1. При временной эксплуатации перехода, находящегося в предельном состоянии, за ним необходимо осуществлять постоянное наблюдение с контролем параметров, создающих риск аварии, и принятием незамедлительных мер по проведению обследования и ремонта;
2. Периодичность обследования перехода, выведенного из эксплуатации по предельному состоянию, определяет предприятие по транспортированию газа;
3. В отдельных случаях при отсутствии заметных деформаций дна и берегов в зоне расположения перехода, интервал между обследованиями по *п п* 1 и 2 табл 4 может быть увеличен.

6.6. В первое обследование руслового участка перехода, выполняемое по окончании строительства, входят:

- топографическая съемка и определение гидрологических характеристик водоема на участке перехода в границах и объеме, соответствующих изысканиям при разработке проекта перехода;
- определение фактических планового и высотного положений всех ниток подводного газопровода;
- определение состояния засыпки, крепления дна и склонов берегов.

Результаты этого обследования фиксируют и прилагают к акту приемки перехода в эксплуатацию. Затраты на проведение первого обследования включаются в сводную смету на строительство перехода.

6.7. Второе обследование руслового участка выполняют в объеме 2-го класса (табл. 2) через год после первого обследования. Если результаты первого и второго обследований практически не отличаются друг от друга, последующие обследования руслового участка перехода выполняют с периодичностью, определенной в соответствии с табл. 4.

6.8. Дополнительные обследования подводного перехода сверх предусмотренных в табл. 4 в объеме обследований 2-го класса выполняют при изменениях гидрологических режимов реки и русловых переформирований, вызванных разработкой карьеров, проведением выправительных работ или строительством гидротехнических сооружений и мостовых переходов. Результаты дополнительных обследований сопоставляют с результатами предыдущих обследований, а также с данными исполнительной документации перехода; при отсутствии расхождений последующие обследования выполняют с периодичностью, определяемой табл. 4.

6.9. Внеочередные обследования руслового участка перехода выполняют также после оползней, землетрясений и других стихийных бедствий, когда возникает повышенная опасность повреждения газопровода.

7. ОСМОТР БЕРЕГОВЫХ УЧАСТКОВ ПЕРЕХОДА

7.1. Осмотр (патрулирование) береговых участков подводного перехода в пределах его охранной зоны выполняет линейно-эксплутационная служба ПТГ в соответствии с графиком обхода, объезда и облета магистрального газопровода.

7.2. Осмотр выполняет бригада (группа) ЛЭС с целью выявления:

- утечек газа с помощью приборов;
- развития оврагов, оползней, размыва берегов, явлений пучения грунтов и возникающей в связи с этим угрозы повреждения газопровода;
- состояния береговых информационных знаков и реперов.

7.3. Результаты осмотра указывают в журнале осмотра и обследования перехода.

7.4. Незначительные неисправности (потеря видимости знаков из-за снежных заносов, кустарниковой и травянистой растительности, обветшалости надписей на указателях) устраняют в процессе осмотра.

8. ОБСЛЕДОВАНИЕ РУСЛОВОГО УЧАСТКА ПЕРЕХОДА

8.1. Обследование руслового участка перехода осуществляют под наблюдением ответственного сотрудника ПТГ в соответствии с планом периодичности обследования в зависимости от состояния перехода. Для выполнения обследования могут привлекаться работники специализированных организаций подводно-технических работ или других предприятий, имеющих лицензии на обследование подводных переходов.

8.2. Задача обследования перехода - определение его технического состояния, согласно классификации, приведенной в табл. 1, с целью принятия при необходимости мер для приведения трубопровода в исправное эксплуатационное состояние.

8.3. Для выполнения поставленной задачи специализированная организация должна быть обеспечена:

- необходимыми транспортными наземными и плавучими средствами;
- приборами по определению положения трубопровода, исправности средств электрохимической защиты и антикоррозионного покрытия, измерения толщины стенки трубопровода, геодезическими инструментами и т.п, а также проектными материалами (профиль, план) и материалами полевых исследований;
- водолазным оборудованием и снаряжением в составе и количестве, необходимом для выполнения всего комплекса работ по обследованию перехода;
- материалами проектной, исполнительной документации и предыдущих обследований.

8.4. В организации, занимающейся обследованием перехода, должны быть специалисты для выполнения топографических и гидрографических работ, по обслуживанию приборов, контролю и обработке материалов обследования.

8.5. Состав и объемы работ по обследованию устанавливаются в зависимости от технического состояния перехода в соответствии с табл. 2.

8.6. Русловой участок перехода обследуют с помощью приборов, обеспечивающих необходимую точность и подробность обследования. Конкрет-

ный состав необходимого оборудования и приборов, а также методику проведения обследований выбирают исходя из характера пересекаемой водной преграды (глубина, скорость течения, характер грунта, объем судоходства) и сезона проведения работ. Приборное обследование производят по методикам и инструкциям, учитывающим конкретные характеристики приборов.

8.7. Обследование руслового участка перехода включает в себя подготовительные работы, полевые работы и обработку результатов обследования.

Подготовительные работы:

• анализ проектной и исполнительной документации, а также материалов предыдущих обследований;

• определение конкретной методики проведения обследования и приборного обеспечения;

• инструктаж бригады по технике безопасности в соответствии с действующими правилами.

Полевые работы:

• топографическая съемка русла и берегов с установкой (в случае отсутствия постоянных) грунтовых реперов, выполняемая в соответствии со СНиП 1.02.07-87 "Инженерные изыскания для строительства";

• инженерно-гидрологические измерения с устройством водомерного поста (прил. 17) и привязкой его нивелировкой к постоянным или временным реперам; число и размещение промерных створов и скоростных вертикалей выбирают в соответствии с нормативными документами по гидрогеологическим измерениям;

• приборное обследование газопровода, в процессе которого определяют истинное пространственное положение газопровода относительно поверхности дна и берегов, выявляют обнаженные и провисающие участки, оценивают их протяженность и величину провисаний;

• водолазное обследование выявленных обнаженных или провисающих участков газопровода - уточнение длины обнаженного или провисающего участка, величины провисания, оценка состояния антикоррозионной изоляции и подводной части берегоукрепления, расположения и устойчивости грузов на трубопроводе; в случае необходимости рекомендуется применение подводной видеосъемки.

Организация и выполнение работ по водолазному обследованию должна осуществляться в соответствии с Едиными правилами безопасности труда на водолазных работах РД 31.84.01-90.

При обработке результатов обследования предусматривается выпуск чертежей плана перехода, продольных и поперечных (для оголенных и провисающих участков) профилей его ниток. На плане перехода должны быть указаны все створы, по которым производились измерения, реперы, границы береговых укреплений, места и границы обнаруженных провисаний и обнажений, места и границы повреждений берегоукреплений. На продольных профилях должны быть указаны отметки грунта над трубой и верха забалластированного трубопровода, отметки уровня воды на день обследования, обнаженные и провисающие участки, участки с недостаточной глубиной залегания. Система отметок на плане и профилях должна соответствовать принятой на проектной и исполнительной документации. Изменения рельефа дна и положения газопровода определяют сравнением отметок, полученных в процессе обследования, с отметками исполнительной документации и предыдущих обследований.

8.8. После окончания обследования составляют акт, в котором отражается состояние подводного перехода; к акту прилагают обработанные материалы обследования.

8.9. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода для провисающих участков может быть поручен специализированной организации.

8.10. Если в результате обследования подводного перехода установлена деформация русла реки, значительно превышающая прогнозируемую при проектировании перехода и угрожающая его нормальной эксплуатации, следует с участием соответствующей специализированной проектно - изыскательской организации рассмотреть возможные мероприятия по стабилизации русловых процессов или реконструкции перехода.

9. НАБЛЮДЕНИЕ ЗА БЕРЕГОУКРЕПИТЕЛЬНЫМИ СООРУЖЕНИЯМИ И СОСТОЯНИЕМ БЕРЕГА

9.1. Наблюдения за берегоукрепительными сооружениями должны включать:

- проверку состояния и одежды крепления в надводной и подводной зонах;
- установление фактического профиля сооружения и сопоставление его с проектным (или исполнительным);
- проверку вымывания грунта из-под одежды крепления;
- промеры глубин перед подошвой откосов крепления;
- проверку состояния обратных фильтров, швов омоноличивания, пригрузки, одерновки и других элементов крепления;
- измерение плановых и высотных смещений конструкций;
- наблюдение за прорастанием растительности на одежде крепления, оказывающей разрушительное действие.

9.2. За откосными сооружениями, берега которых сложены глинистыми грунтами пластичной или полутвердой консистенции, необходимо вести специальные наблюдения с целью прогнозирования и предотвращения образования оползней.

В состав этих наблюдений входят:

- измерение плановых и высотных смещений откоса (в надводной и подводной зонах) и прилегающего к бровке откоса участка территории шириной не менее двух высот откоса;
- контроль за образованием и динамикой развития трещин и заколов в грунтовом массиве;
- контроль за состоянием растительности (кустарников, деревьев), которое может свидетельствовать о подвижках грунта.

9.3. Увеличение скорости деформации откосного берегоукрепления в сочетании с прогрессирующим развитием трещин и заколов служит предвестником возникновения оползня. В таких случаях надлежит принять неотложные меры по усилению или реконструкции берегоукрепления.

9.4. При обнаружении активных оползневых процессов в береговых зонах подводного перехода рекомендуется силами специализированной научно-исследовательской или проектной организации составить расчетный прогноз длительной устойчивости оползневых масс. В необходимых случаях должны быть осуществлены надлежащие противооползневые мероприятия.

10. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЕРЕХОДА

10.1. Методику приборного обследования подводного перехода выбирают исходя из его особенностей и сезона проведения работ. При обследовании могут быть использованы плавучие, воздушные и другие транспортные и технические средства, а также система спутниковой навигации.

10.2. Для планово-высотной привязки промерных точек верха трубопровода, грунта дна и береговых участков перехода (коридора) применяют оптические, оптико-электронные, радиотехнические, лазерные и другие геодезические приборы и инструменты с абсолютной погрешностью определения планового положения промерных точек не более 1,5 мм в масштабе плана топографической съемки перехода (коридора).

10.3. Для определения высотных отметок верха трубопровода применяют электромагнитные и магнитные системы, акустические и другие профилографы и прочие трубопоисковые приборы, обеспечивающие абсолютную погрешность измерений при глубине залегания трубопровода относительно горизонта воды: до 10 м - не более 0,1 м; более 10 м - не более 0,2 м.

10.4. Для определения высотных отметок обнаженных или оголенных участков подводного трубопровода и дна водной преграды применяют эхолоты, обеспечивающие абсолютную погрешность измерений не более 0,1 м. При глубине водной преграды менее 5 м и скорости течения менее 0,5 м/с допускается определение высотных отметок дна с помощью футштоков, наметок или речного лота с лот-линейкой.

10.5. Для обнаружения и предварительной оценки протяженности обнаженных и провисающих участков подводного трубопровода и наличия посторонних объектов на дне применяют гидролокаторы бокового (ГБО), секторного (ГСО) или кругового (ГКО) обзора с разрешающей способностью не менее 0,5 м и абсолютной погрешностью определения относительно судна или места измерения со льда координат выявленных объектов не более 1 м.

10.6. При обследовании обнаженных или провисающих участков для обеспечения подводной видеосъемки применяют водолазные телевизионные

системы или камеры, установленные на борту телеуправляемых подводных аппаратов.

10.7. Для определения мест повреждения антикоррозионной изоляции трубопровода применяют электромагнитные и магнитные системы, обеспечивающие абсолютную погрешность измерения планового положения мест повреждения не более 0,5 м (относительно судна или места измерения со льда).

10.8. Для измерения толщины стенок размытого трубопровода применяют ультразвуковые, рентгенографические и другие толщиномеры с абсолютной погрешностью измерения не более 0,5 мм. На современных газопроводах и подводных переходах толщину стенок трубопроводов измеряют методом внутритрубной дефектоскопии.

10.9. Для измерения скорости течения водной преграды применяют гидрометрические вертушки и другие приборы с относительной погрешностью измерения не более 10%.

10.10. Поиск утечек газа через трещины или небольшие свищи на газопроводе выполняют путем транспортирования катером, вертолетом или другим средством вдоль трассы газопровода специальных приборов (газоанализаторов - прил. 18).

10.11. Все нестандартизированные средства измерения, предназначенные для контроля за техническим состоянием подводных трубопроводов, могут быть допущены к применению только после их метрологической аттестации.

10.12. Средства контроля технического состояния переходов должны:

• ежегодно калиброваться отраслевой метрологической службой по подводным переходам в соответствии с нормативными требованиями к метрологическому обеспечению измерений в Российской Федерации;

• обеспечивать, как правило, непосредственно при проведении обследований документирование измеряемых параметров на бумажных или магнитных (машинных) носителях информации;

• обеспечивать соблюдение мер безопасности и сохранности перехода и его сооружений при проведении обследований.

10.13. Допускается применение приборов, основанных на других физических принципах, если это технически целесообразно и точность, обеспечиваемая прибором, удовлетворяет указанным требованиям.

11. ОПЕРАТИВНАЯ И ОТЧЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ПЕРЕХОДА

11.1. Результаты осмотров и обследований состояния подводного перехода оформляют соответствующими записями в журнале обследований (прил. 2) и актами.

11.2. Результаты контроля береговых участков перехода оформляются актами:

- осмотра состояния сухопутных участков трассы перехода (прил. 5);
- проверки состояния берегоукрепительных сооружений на переходе (прил. 6);
- проверки переходного сопротивления для оценки состояния катодной защиты на переходе (прил. 7);

Первые два акта могут быть объединены в один.

11.3. Результаты приборного и водолазного контроля подводных участков перехода оформляют актом обследования подводного перехода (прил. 8), к которому прилагают чертежи:

- топографического плана перехода (прил. 9);
- продольных профилей подводного трубопровода (прил. 10);
- поперечных профилей трубопровода в местах его оголения или провисания (прил. 11).

11.4. Оперативная и отчетная документация по результатам осмотров и обследований подводного перехода хранится вместе с паспортом и другой технической документацией на переход в течение всего периода эксплуатации. Результаты обследований наносятся на исполнительные профили и планы перехода.

11.5. Требования к оформлению документации по обследованию подводных переходов с целью достижения единообразия и создания единого банка данных приводятся в прил. 21.

12. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА ПЕРЕХОДА

12.1. Система технического обслуживания подводного перехода кроме наблюдений за ним и контроля его технического состояния включает планово-предупредительный, текущий, аварийно-восстановительный и капитальный ремонты.

12.2. Планово-предупредительный и текущий ремонты не связаны непосредственно с нарушением целостности трубопровода, их выполняют в целях предупреждения опасности размыва, деформации дна и береговых участков перехода, нарушения целостности берегоукрепительных и других сооружений на переходе.

12.3. К планово-предупредительному и текущему ремонтам относятся следующие работы:

- отвод поверхностных, паводковых и ливневых вод от створов перехода с расчисткой старых и устройством новых водоотводных канав, дренажа;
- ежегодная (перед весенним паводком) очистка от снега водоотводных канав и водопропускных отверстий;
- ремонт и замена створных и информационных знаков на берегах, реперов и указателей, пришедших в негодность;
- засыпка грунтом образовавшихся на пойме и берегах промоин и других эрозионных форм, несущих опасность оврагообразования;
- ремонт надводных участков крепления берегов.

12.4. Планово-предупредительный и текущий ремонты обычно выполняют без снижения давления на переходе.

12.5. В объем работ по текущему ремонту включают работы, не предусмотренные в планах капитального ремонта газопровода.

12.6. Работы по текущему ремонту переходов через водоемы глубиной до 1,5 м (в межень) выполняют силами ЛЭС.

12.7. Способы, объем и сроки проведенных планово - предупредительных и текущих ремонтов вносятся в журнал ремонта перехода (прил. 2).

12.8. Аварийно-восстановительный ремонт подводного перехода газопровода выполняют для быстрого устранения отказов, восстановления его работоспособности и обеспечения бесперебойного транспортирования газа до начала капитального ремонта.

12.9. Необходимость аварийно-восстановительного ремонта возникает в случаях:

- незначительных местных повреждений, вызывающих утечку газа (например, наличия точечной коррозии, свищей);
- незначительных повреждений газопровода и его изоляции от удара судовым якорем-волокушей проходящего судна;
- вибрации газопровода на провисающем участке, длина которого равна критической или близка к ней;
- отказа газопровода на переходе.

12.10. На период аварийно-восстановительных работ подача газа по ремонтируемому газопроводу должна быть отключена.

12.11. Аварийно-восстановительный ремонт выполняется силами ПТГ с использованием при необходимости специализированных предприятий.

12.12. После выполнения аварийно-восстановительного ремонта составляют акт сдачи газопровода в эксплуатацию, в котором указывают способ и объем выполненных работ. К акту сдачи прикладывают акты испытаний трубопровода и водолазного обследования, исполнительный чертеж выполненного аварийно-восстановительного ремонта.

12.13. Капитальный ремонт подводного перехода выполняют при неисправном или предельном техническом состоянии, установленном обследованием (см. разд. 5) по проекту, утвержденному руководителем ПТГ.

12.14. Капитальный ремонт осуществляется в соответствии с действующей нормативно-технической документацией силами специализированных предприятий РАО "Газпром" или других организаций.

12.15. Капитальный ремонт подводных переходов через реки и ручьи глубиной (в межень) до 1,5 м может выполняться силами ПТГ.

12.16. Сроки осуществления ремонтных работ на русловом участке перехода должны быть согласованы предприятием - производителем работ с соответствующими организациями речного флота и рыбнадзора.

12.17. При приемке подводного перехода в эксплуатацию после капитального ремонта должны быть выполнены все предусмотренные проектом ремонта испытания и обследования.

12.18. Организация, выполнившая работы по капитальному ремонту подводного перехода газопровода, передает эксплуатирующей организации следующую документацию:

- утвержденный проект с пояснительной запиской и сметой;
- документы и согласования проектно-сметной документации и изменений, произведенных в процессе ремонтных работ;
- паспорта (сертификаты) на трубы, арматуру, материалы, документы на их испытания и приемку;
- акты на скрытые работы, журналы сварочных и изоляционных работ;
- акты испытаний трубопроводов и сооружений перехода;
- акты на производство земляных работ (создание и засыпку подводных траншей, засыпку оголенных и провисающих участков и т.п.);
- акты приемки дно- и берегоукрепительных работ;
- заключения по проверке качества сварных соединений трубопроводов физическими методами контроля и протоколы механических испытаний;
- акты испытаний трубопровода на прочность и герметичность.

12.19. Сведения о капитальных ремонтах и обследованиях вносят в паспорт подводного перехода газопровода.

12.20. Документация о проведенных ремонтах перехода хранится вместе с его техническим паспортом в течение всего периода эксплуатации перехода.

13. ДОНЕСЕНИЯ ПО ОБНАРУЖЕННЫМ УТЕЧКАМ И ПОВРЕЖДЕНИЮ ГАЗОПРОВОДА НА ПЕРЕХОДЕ

13.1. При обнаружении утечки газа или повреждения газопровода во время осмотра, обследования или ремонта, производитель этих работ обязан срочно поставить в известность об утечке газа:

- лицо, ответственное за эксплуатацию перехода;
- диспетчерскую службу и руководство предприятия по транспортированию газа.

13.2. Диспетчерская служба и руководство ПТГ после получения сообщения об утечке газа должны незамедлительно принять меры к определению места и характера утечки и обеспечить необходимые меры безопасности до выполнения аварийно-восстановительных работ.

13.3. Ответственное лицо за эксплуатацию перехода при обнаружении утечки газа должно направить письменное донесение руководителю предприятия по транспортированию газа и в местные организации - исполнительной власти, газового надзора, Госгортехнадзора, пожарного надзора, речного флота, охраны природы.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Перечень действующих нормативно-технических документов на строительство и эксплуатацию магистрального газопровода

1. СНиП III-42-80. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.

2. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов (нефтегазопроводов). Подводные переходы. - Миннефтегазстрой, 1989.

3. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1989.

4. Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные Постановлением Правительства РФ № 9 от 23.04.1992.

5. ВСН 51-1-80. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов газовой промышленности. - Мингазпром, 1980.

6. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1985.

7. ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

8. Положение о Государственном геодезическом надзоре Российской Федерации, утвержденное постановлением Правительства РФ № 742 от 23.09.1992.

9. Единые правила безопасности труда на водолазных работах: РД 31.84.01-90: I. Правила водолазной службы. II. Медицинское обеспечение водолазов.- М.: Мортехинформреклама,1992.

10. Инструкция по содержанию навигационного оборудования внутренних водных путей. - М.: Транспорт, 1988.

11. ГОСТ 26600-85. Знаки и огни навигационные внутренних водных путей. Общие технические условия.

12. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. - Миннефтегазстрой, 1990.

13. ВСН 009-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты. - Миннефтегазстрой, 1989.

14. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.

15. СНиП 1.02.07-87. Инженерные изыскания для строительства.

16. ВСН 163-83. Учет деформаций речных русел и берегов водоемов в зоне подводных переходов магистральных трубопроводов (нефтегазопроводов). - Миннефтегазстрой, 1985 г.

17. СНиП 3.01.01.85. Организация строительного производства.

18. СНиП 3.02.01.85. Земляные сооружения и фундаменты.

19. Правила техники безопасности при производстве подводно-технических работ на реках и водохранилищах. - М.: Транспорт. 1980 г.

20. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. - М.: Недра, 1972.

21. Временная инструкция по организации и производству аварийного ремонта линейной части магистральных конденсатопроводов и продуктопроводов. - М.: ВНИИГАЗ, 1986.

22. Методические рекомендации по обследованию состояния подводных переходов и подводных кабелей связи магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации. - М.: ВНИИГАЗ, 1979.

23. Табель оснащенности подразделений подводно-технических работ необходимой техникой, оборудованием и плавсредствами. - М.: ВНИИГАЗ, 1984.

24. СНиП 1.01.01-82. Система нормативных документов в строительстве. Основные положения.

25. СНиП 1.01.02-83. Система нормативных документов в строительстве. Порядок разработки и утверждения нормативных документов.

26. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

27. ВСН 2-141-82. Инструкция по метрологическому обеспечению контроля качества строительства магистральных трубопроводов. - Миннефтегазстрой, 1982.

28. Устав внутреннего водного транспорта. - М.: Транспорт, 1985.

29. ВСН 2-140-82. Инструкция по техническому расследованию отказов при испытании магистральных трубопроводов. - Миннефтегазстрой, 1982.

30. ГОСТ 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

31. ГОСТ 27.002-92. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

32. ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения.

33. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. - М.: ВНИИГАЗ. 1992.

34. Наставления гидрометеостанциям и постам. - М.: Гидрометеоиздат,1972.

35. Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. РД 51-2-95. - М.: ИРЦ Газпром, 1995.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Паспорт на подводный переход газопровода

№_____

Наименование трассы газопровода _____

_____

Наименование перехода _____

Год ввода в эксплуатацию перехода _____

Организация - проектировщик перехода _____

_____

(наименование, ведомственная принадлежность, реквизиты)

Организация - исполнитель строительно-монтажных работ _____

_____

(наименование, ведомственная принадлежность, реквизиты)

Организация - производитель подводно-технического надзора за строительством перехода _____

_____

(наименование, ведомственная принадлежность, реквизиты)

Число ниток в переходе _____

Протяженность перехода _____

Длина подводной части перехода _____

Изоляция, система антикоррозионной защиты, футеровка, балластировка _____

_____

Тип берегового укрепления _____

Приложения: проектный профиль;

исполнительный профиль;

план перехода;

схема расположения реперов, береговых информационных и других знаков;

механические характеристики трубопровода (марка стали, диаметр, толщина стенки трубы, масса трубопровода, момент инерции, момент сопротивления);

критическая длина провисающего участка трубопровода для разных скоростей течения;

продольные профили по данным обследования;

акты обследований.

Журнал обследований

Номер акта обследования	Дата, период проведения обследования	Класс и вид обследования	Основные выводы	Подпись ответственного лица
1	2	3	4	5

Журнал ремонтов

Период ремонта	Вид ремонта	Исполнители	Примечание
1	2	3	4

Состав технической документации по подводному переходу магистрального газопровода, находящейся в эксплуатирующей организации

Наименование и краткое содержание технической документации	Утверждающая инстанция	Примечания
Исполнительная документация по законченному строительству перехода	—	Хранится до замены или снятия с баланса перехода
Программа и график проведения осмотров береговых участков	Отдел эксплуатации ПТГ	Составляется ЛЭС
Программа обследований перехода	Управление по транспортировке газа и газового конденсата РАО "Гапром"	Составляется отраслевым инженерно - техническим центром по подводным переходам
Технический паспорт перехода	Руководитель ПТГ	Составляется и корректируется отделом эксплуатации ПТГ
Журналы осмотров и обследований перехода	—	Ведется по мере заполнения, сдается в отдел эксплуатации ПТГ
Акты по обследованиям перехода	—	Составляются группой, производящей обследование
Техническая документация по планово-предупредительным и капитальным ремонтам перехода	—	Длительность хранения определяется главным инженером ПТГ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Эксплуатирующая организация _____

УТВЕРЖДАЮ

_____

(должность, Ф.И.О.)

_____

(подпись)

"_____"_____19_____г.

РАЗРЕШЕНИЕ

на выполнение работ в охранной зоне действующего магистрального газопровода

Место производства работ_____

(наименование трубопровода и его сооружения,

_____

его техническая характеристика, км или пикет трассы)

Начало работ _____ ч "_____"_____19_____ г.

Окончание работ _____ ч "_____"_____19_____ г.

Организация - производитель работ _____

Руководитель работ_____

(должность, ф.и.о.)

Выполненные работы

Наименование работ	**Ответственный исполнитель (должность, профессия, ф.и.о.)**	**Начало работ**	**Окончание работ**

Этапы работ, выполняемые в присутствии представителя эксплуатирующей организации:

1. _____
2. _____
3. _____

Меры безопасности при производстве работ (указать условия, при которых будет производиться работа; конкретно меры предосторожности, инструкции, которыми необходимо руководствоваться)_____

_____

Примечания:

1. Ответственность за соблюдение мер безопасности и сохранность действующего трубопровода и его сооружений в процессе производства работ несет руководитель работ.

2. Письменное уведомление о вызове представителя на работы, выполняемые в его присутствии, передается эксплуатирующей организации за 5 сут до начала этих работ.

3. Производство работ (их этапов) по истечении указанного в разрешении срока запрещается.

Разрешение выдал

_____

(должность, ф.и.о.)

_____

(подпись)

Разрешение получил

_____

(должность, ф.и.о.)

_____

(подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

А К Т

осмотра сухопутных участков трассы перехода

от "_____" _____19_____г.

Составлен представителями_____

_____

_____

в том, что в период с _____ по_____19____г. был выполнен визуальный осмотр сухопутных участков трассы перехода _____

_____

(наименование магистрального газопровода)

через р. _____

Результаты обследования:

1) наличие и местоположение утечек газа_____

_____

2) наличие и местоположение оврагов, оползней _____

_____

3) наличие и состояние реперов, километровых столбов, информационных знаков и знаков ограждения охранной зоны _____

_____

4) состояние береговой линии _____

_____

Подписи:

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

А К Т

проверки состояния берегоукрепительных сооружений перехода

от "_____" _____ 19____г.

Составлен представителями_____

_____

_____

в том, что в период с _____ по _____ 19_____г. была выполнена проверка состояния берегоукрепительных сооружений на трассе перехода _____

_____

_____

(наименование магистрального газопровода)

_____

В результате проверки установлено (указывают конструкции крепления на надводном и подводном участках перехода и отклонения от принятого вида конструкции):

на левом берегу_____

_____

_____

на правом берегу _____

_____

_____

Состояние берегоукрепительных сооружений соответствует (не соответствует) проекту.

Приложение: Исполнительный чертеж

Подписи:

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

А К Т

проверки переходного сопротивления для оценки состояния катодной защиты на переходе

от "_____" _____19____г.

Составлен представителями: _____
_____
_____
_____

_____в том, что проведены электрометрические измерения для определения состояния катодной защиты и оценки качества изоляции участка от км/ПК_____от км/ПК _____ трубопровода, перехода через _____ отвода от _____
общей протяженностью,м _____диаметр трубы, мм. _____
Толщина стенки, мм_____марка стали _____
Удельное электрическое сопротивление стали, Ом мм^2/м _____
Продольное сопротивление трубы, Ом/м _____
Вид, тип и конструкция защитного покрытия_____
Тип окружающего трубопровод грунта _____
Среднее удельное сопротивление грунта на длине участка, Ом/м _____
Дата укладки и засыпки участка _____
Место подключения источника постоянного тока, км_____
Продолжительность поляризации, ч _____
Требуемое смещение разности потенциалов труба - земля, В _____
Требуемая сила тока, А _____

Результаты измерений в начале/конце участка

Время измерения, ч	Сила тока, А	Разность потенциалов труба - земля, В					
		естественная		при включенном источнике тока		смещение	
		в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка

Результаты измерения - расчета свидетельствуют о _____
_____
(состояние изоляции - хорошее, удовлетворительное, неудовлетворительное)

Подписи:

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

А К Т

обследования перехода

“ ____ “ _____19____г.

Составлен представителями_____

_____

_____

в том, что в период с_____ по_____

было произведено обследование перехода магистрального газопровода _____

_____

(наименование магистрали, основная или резервная)

через _____

(водная преграда)

1. Приборное обследование проведено комплексом, состоящим из:_____

_____

(наименование и марка приборов и оборудования)

_____

от ПК_____ до ПК_____

2. Водолазное обследование выполнено на участке(ах)

от ПК _____ до ПК

_____

от ПК _____ до ПК

_____

Результаты обследования:

1) наличие оголенных и провисающих участков (перечислить пикеты и протяженность каждого из участков)_____

_____

2) состояние изоляционного покрытия (перечислить пикеты и протяженность повреждений) _____

_____

3) состояние балластировки (перечислить пикеты в местах нарушений) _____

_____

_____

4) условия проведения обследований (средние значения температуры воздуха и воды, скорости течения, характеристика донных грунтов) _____

_____

_____

_____

5) дополнительные сведения _____

_____

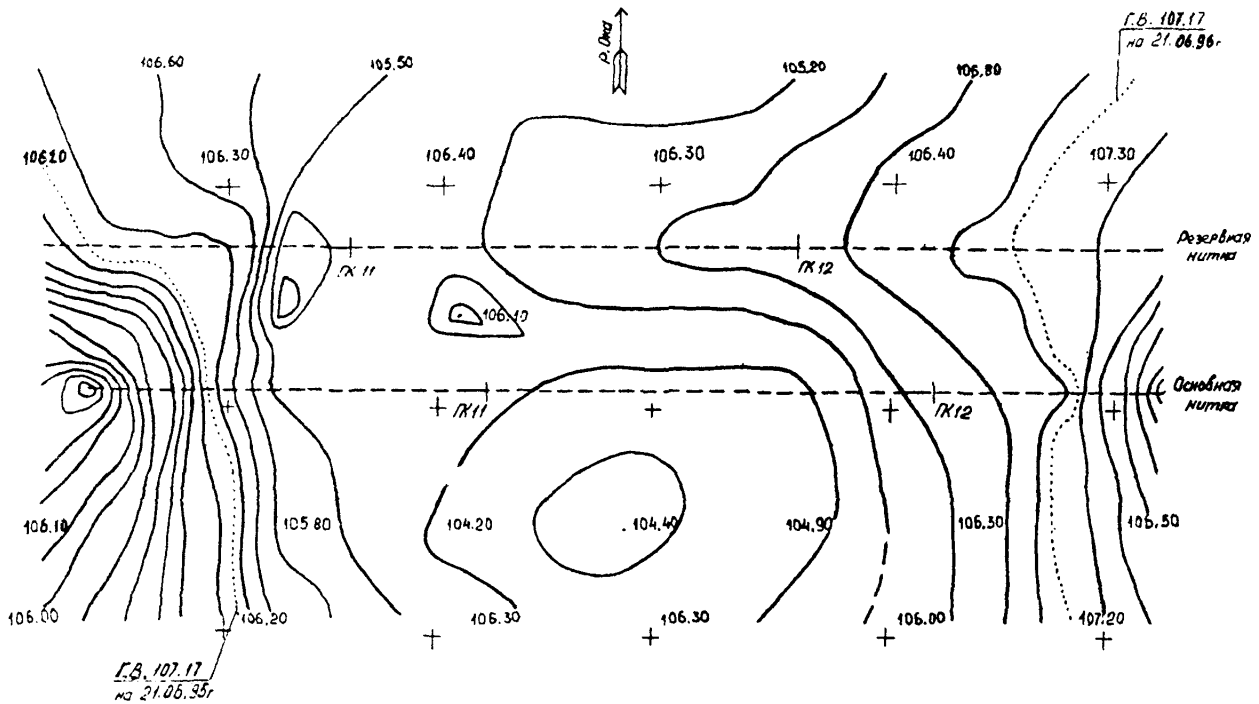
Приложения: план перехода по результатам обследования; продольный профиль дна и трубопровода в створе перехода; поперечные профили перехода в местах размыва трубопровода

От Заказчика
(должность, ф.и.о., подпись)

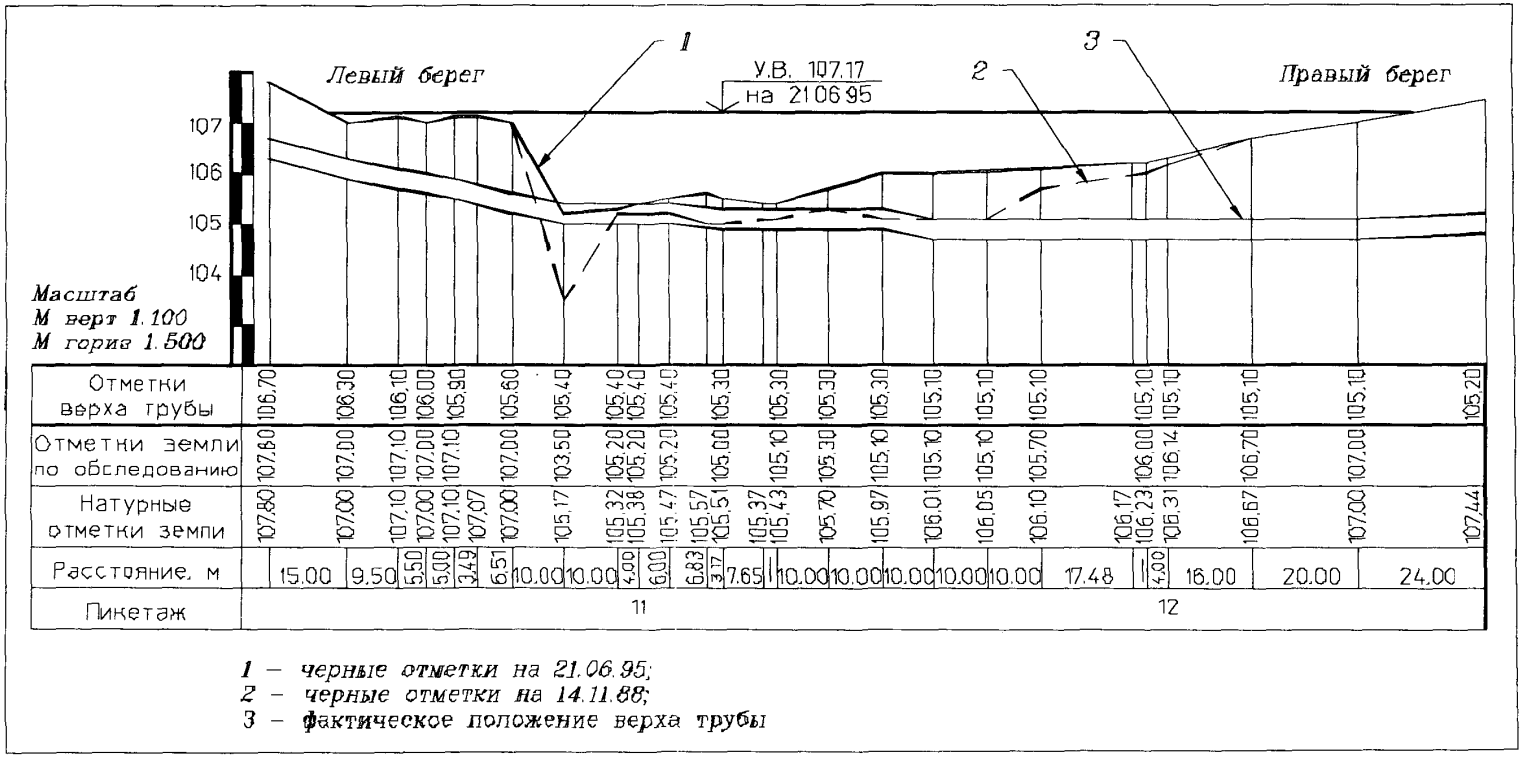
От Исполнителя
(должность, ф.и.о., подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Топографический план перехода по результатам обследования



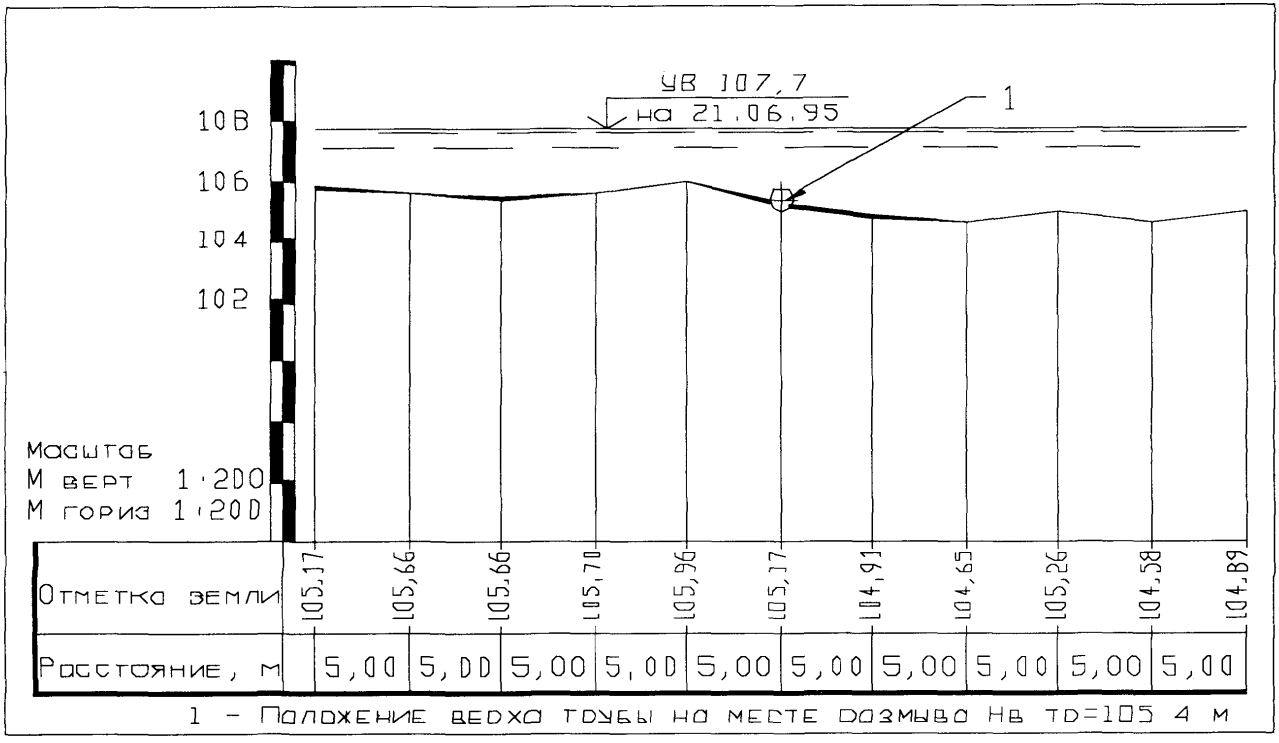
Продольный профиль перехода по результатам обследования



1 – черные отметки на 21.06.95;
2 – черные отметки на 14.11.88;
3 – фактическое положение верха трубы

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

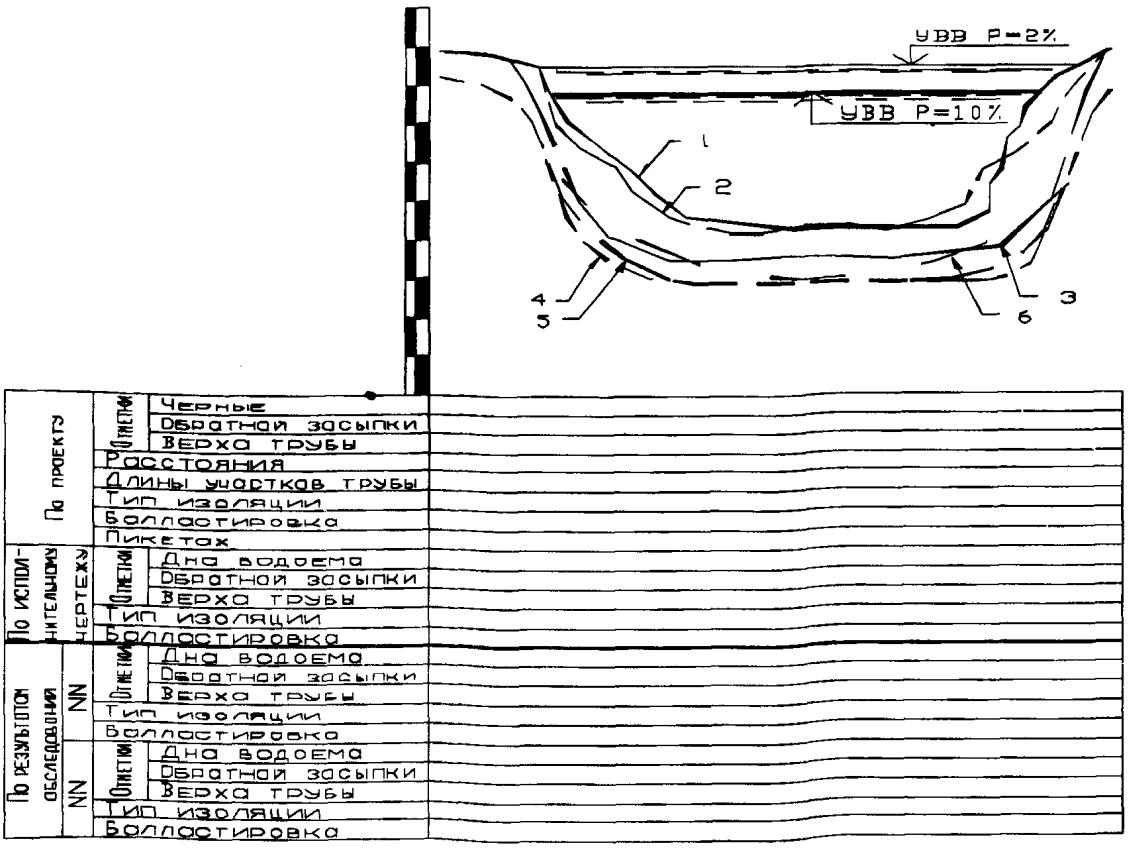
Поперечный профиль перехода в зоне размыва трубопровода



ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Схема совмещенных продольных профилей трубопровода

(проектного, исполнительного и по результатам обследования)



1, 2, 3 – линия дна соответственно по черным отметкам, исполнительному чертежу, результатом обследования;
4, 5, 6 – линия верхней образующей трубопровода соответственно по проекту, исполнительному чертежу, результатом обследования.

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Капитальный ремонт подводного
перехода газопровода
_____

Участок _____ очередь _____19 ____г
через_____

А К Т

завершения ремонтных работ

Мы, нижеподписавшиеся представители заказчика _____
_____
и представители подрядчика _____
_____
составили настоящий акт в том, что на участке _____
нитки _____ м от ПК _____ до ПК _____
выполнены ремонтные работы _____
_____
_____
_____
_____
в соответствии с _____
_____
Работу считать законченной и принятой с оценкой _____
Заключение _____

М.П. Подписи: _____
Заказчика _____
_____

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

А К Т

о готовности перехода магистрального газопровода

к эксплуатации после капитального ремонта

Город_____ "_____" _____19____г.

Рабочая комиссия, назначенная _____

_____

(наименование организации-заказчика, назначившей рабочую комиссию)

решением от "_____" _____ 19 _____г.

в составе:

председателя _____

членов комиссии - представителей _____

_____

_____

_____

Комиссия установила следующее:

1. Генеральным подрядчиком _____

_____

(наименование и ведометвенная подчиненность)

предъявлен к приемке в эксплуатацию подводный переход, входящий в состав ____

_____

(наименование объекта)

2. Капитальный ремонт осуществлялся генеральным подрядчиком, выполнившим_____

_____

(виды работ)

и его субподрядными организациями _____

_____

(наименование организации, их ведомственная подчиненность)

выполнившим _____

(виды работ)

3. Проектно - сметная документация на капитальный ремонт разработана проектными организациями _____

(указать наименование проектных организаций и их ведомственную подчиненность)

4. Капитальный ремонт осуществлялся по проекту _____

_____

(указать номера проекта и серии (по типовым проектам))

5. Проектно-сметная документация утверждена _____

_____

(наименование органа, утвердившего проектно-сметную документацию на объект в целом)

_____

" _____ " _____ 19 _____ г. № _____

6. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:

начало работ _____

(месяц, год)

окончание работ _____

(месяц, год)

7. Рабочей комиссии представлена документация в объеме, предусмотренном СНиП, перечисленная в приложении к настоящему акту.

8. Предъявленный подводный переход магистрального трубопровода имеет следующие показатели: _____

_____

(пропускная способность, протяженность, конструктивное

_____

исполнение, инженерное и технологическое оборудование)

9. Оборудование установлено в количестве согласно актам о его приемке после индивидуального испытания и комплексного опробования рабочими комиссиями; перечень указанных актов приведен в приложении к настоящему акту.

10. Мероприятия по охране труда, обеспечению взрыво- и пожаробезопасности, охране окружающей природной среды и антисейсмические мероприятия, предусмотренные проектом, _____

_____

(указать о выполнении мероприятий)

11. Имеющиеся недоделки согласно приложению № _____ не препятствуют эксплуатации подводного перехода.

12. Сметная стоимость по утвержденной проектно-сметной документации: всего _____тыс. руб., в том числе строительно-монтажных работ _____ тыс. руб., оборудования, инструментов, инвентаря _____тыс. руб.

Решение рабочей комиссии _____

_____

(наименование подводного перехода)

считать принятым от генерального подрядчика и готовым для предъявления приемочной комиссии.

Приложения к акту:

1. _____
2. _____
3. _____

и т.д.

Председатель рабочей комиссии:

(подпись)

Члены комиссии:

(подписи)

Приняли - представители заказчика

(подписи)

Информационный береговой запрещающий знак

“Якоря не бросать”



Знак представляет собой щит с символом. Поле щита - белое, окантовка и диагональная полоса - красные, символ - черный, ширина поля красного и черного цветов 30 .... 40 мм.

Знаки изготовляют по ГОСТ 26600-85 и устанавливают: в незатопляемых местах - на сигнальных столбах на расстоянии 100 м выше и ниже по течению от крайних ниток трубопроводов на обоих берегах; на берегах, затопляемых во время половодья - сигнальные створные знаки устанавливают на железобетонных опорах.

Запрещающие знаки устанавливают владельцы сооружений по согласованию с органами, регулирующими судоходство.

Типовые конструкции реперов

Реперы, привязанные к государственной нивелирной сети, устанавливают для обоснования и соблюдения проектных высот всего комплекса и отдельных элементов сооружений как при строительстве, так и при капитальном ремонте подводного перехода газопровода.

Конструкции реперов приведены на рис. 1-3.

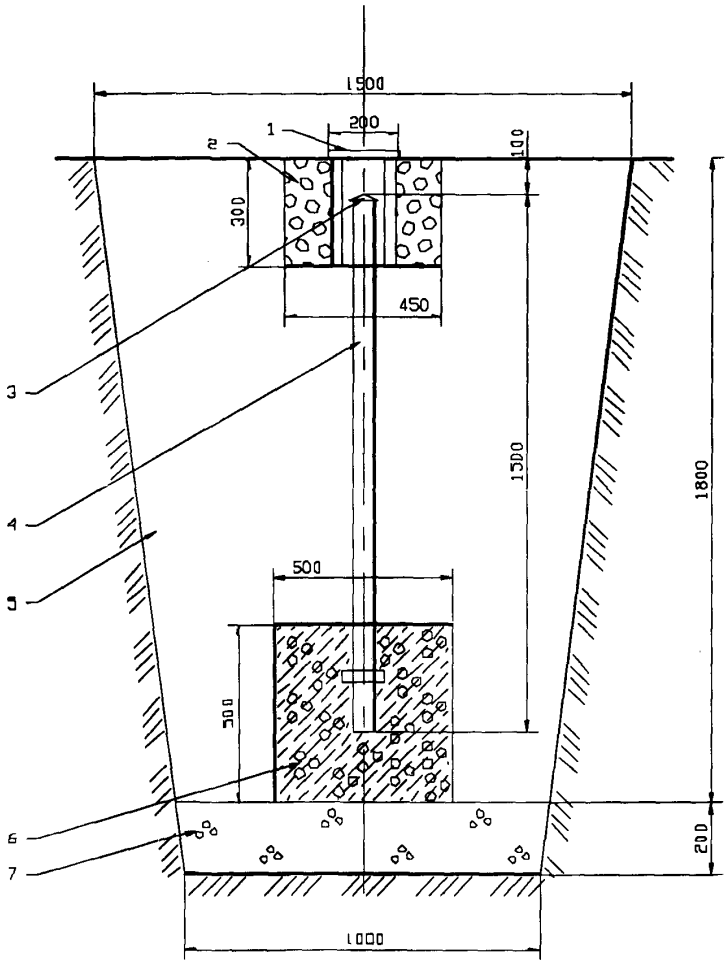


Рис. 1. Репер в виде бетонной тумбы:

1 - металлическая крышка; 2 - железобетонная рамка; 3 - марка со штырем; 4 - металлическая труба; 5 - насыпной грунт; 6 - железобетонный массив 500х500х500 мм; 7 - бетонная подушка

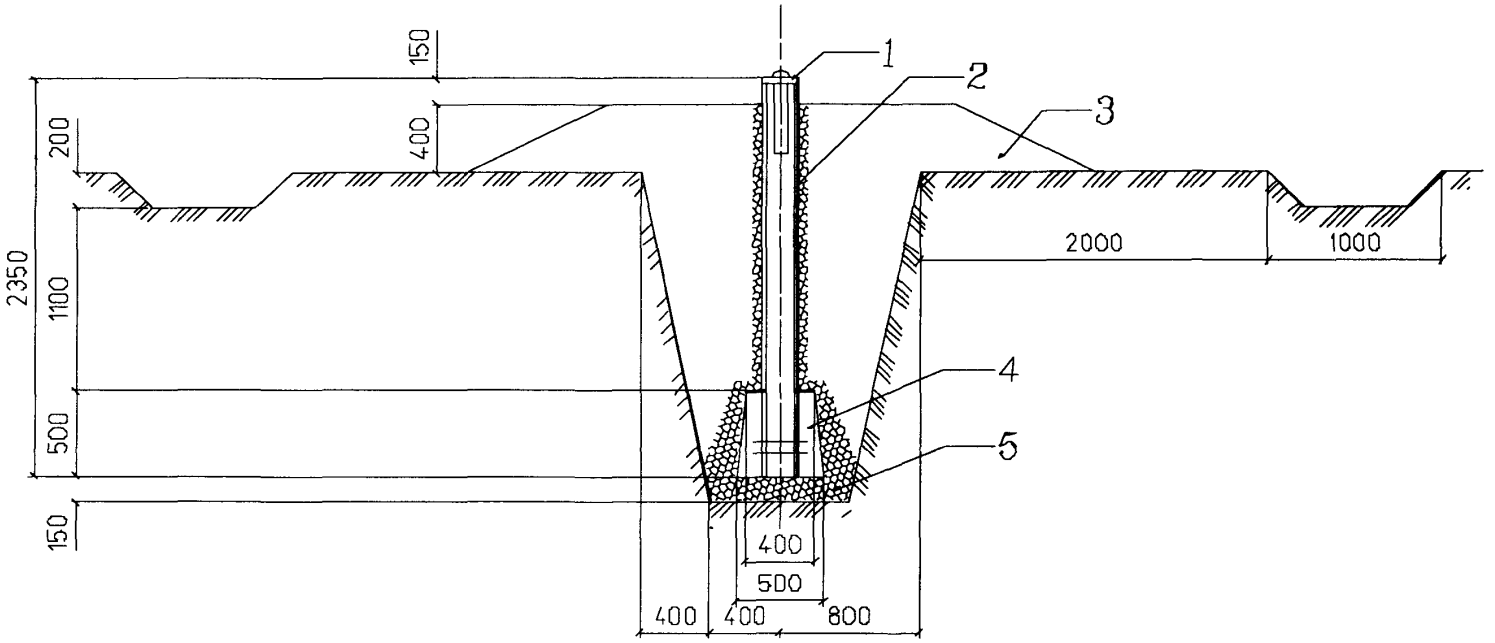


Рис. 2. Репер в виде столба:

1 - марка со штырем; 2 - металлическая труба; 3 - насыпной грунт;

4 - бетонная подушка; 5 - утрамбованный слой крупной гальки.

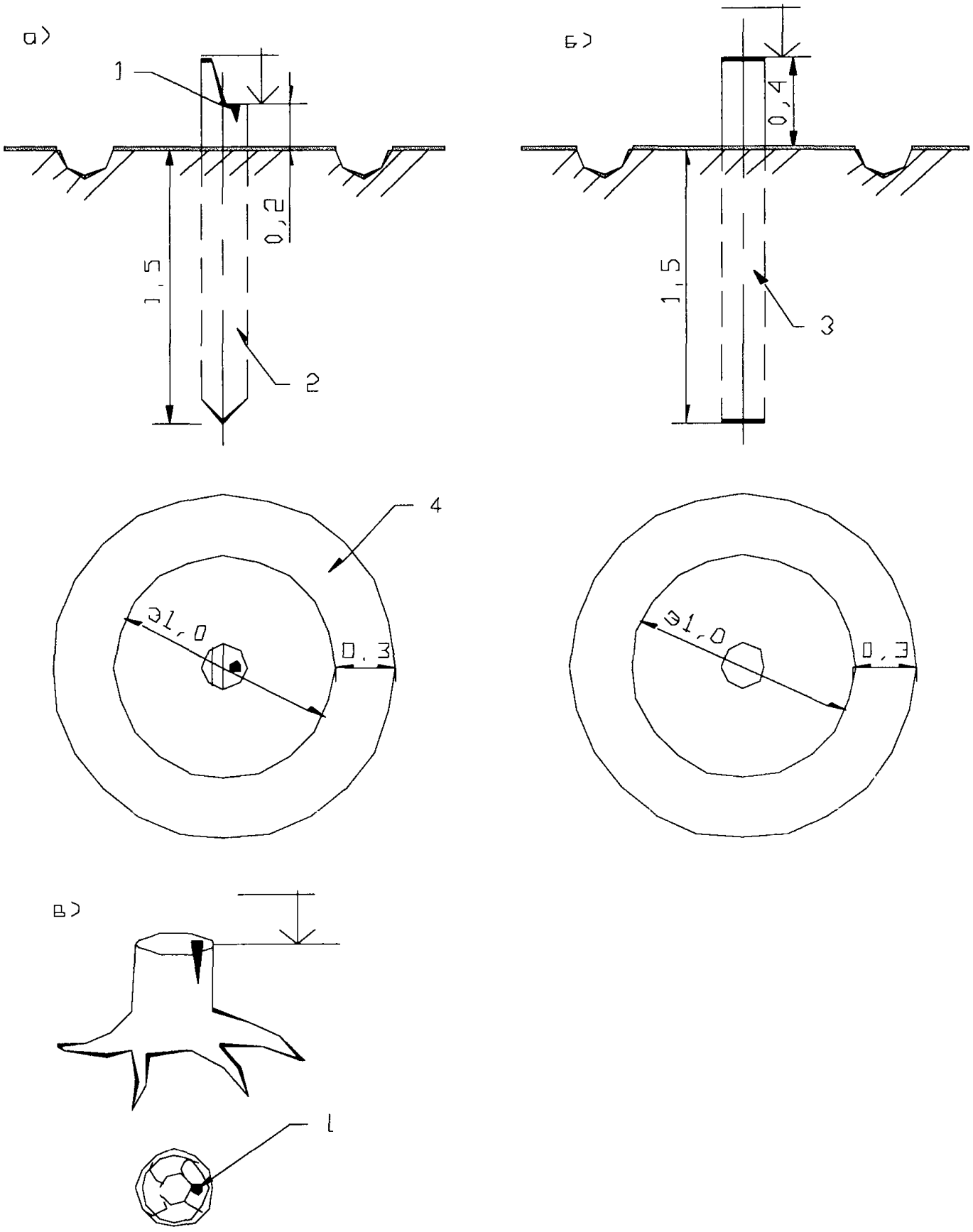


Рис. 3. Временные реперы:

а - кругляк; *б* - труба; *в* - пень;

1 - костыль; 2 - кругляк ∅ 18-20 см; 3 - металлическая труба ∅ 4 см; 4 - канава

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

Конструкция водомерного поста

Временный водомерный пост предназначен для измерения характеристик гидрологического режима (уровня и температуры воды, скорости течения, толщины льда). Пост оборудуют на время строительства или капитального ремонта подводного перехода магистрального газопровода вблизи перехода вне зоны работ.

Пост (рис. 1) состоит из забитых в грунт деревянных свай диаметром 20-22 см длиной 3 - 5 м в зависимости от берегового рельефа и группы грунтов.

Верх береговой сваи должен быть выше предполагаемого максимального уровня на 0,25-0,5 м, а верх нижней сваи на столько же ниже минимального уровня воды. Превышение промежуточных свай друг над другом для удобства наблюдений должно быть не более 0,2-0,6 м.

Уровни воды замеряют мерной переносной рейкой, устанавливаемой на нулевой отметке сваи (рис. 2, а).

В летний период для измерения уровня воды может быть достаточно нанесенных на сваи делений выше минимального уровня воды (рис. 2, б).

Пост должен быть защищен от волнения, заносимости, размыва от воздействия паводковых вод и не должен располагаться на оползневом и вогнутом обрывистом участке берега.

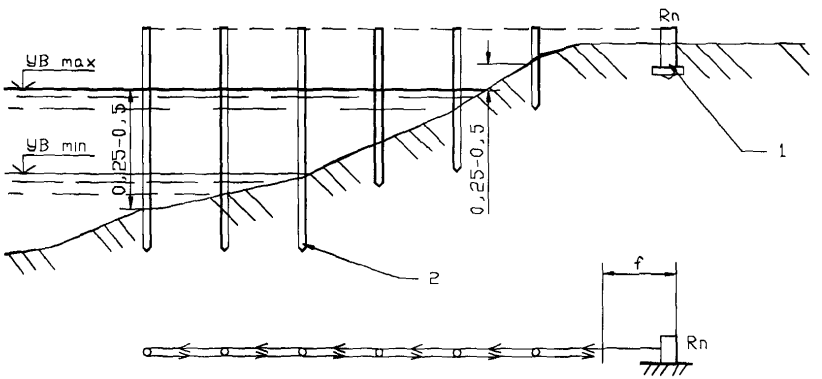


Рис. 1. Временный водомерный пост:

1 - репер; 2 - сваи; 3- нивелировочный ходж; УВ - уровень воды

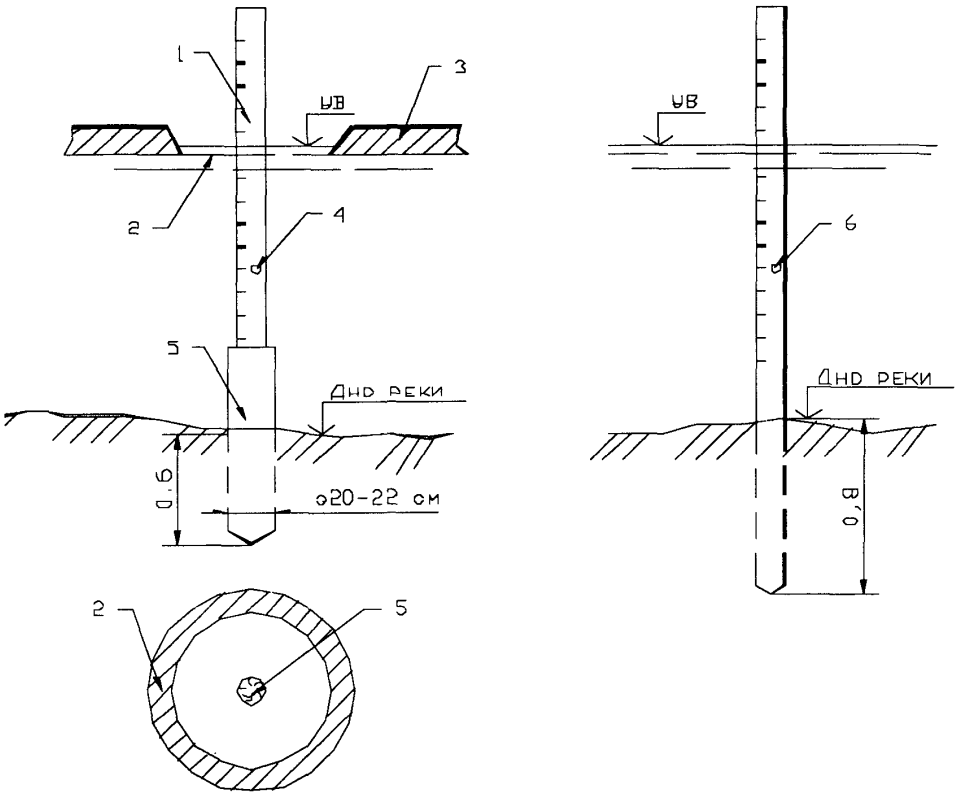


Рис. 2. Способы измерения уровня воды с помощью рейки (*а*) и сваи (*б*):

1 - переносная рейка с делениями через 1 см; 2 - майна;

3 - лед; 4, 6 - нулевые отметки сваи и водопоста; 5 - свая

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

Технические характеристики газовых анализаторов и ультрозвуковых толщиномеров

Газовые анализаторы
(предназначены для определения места утечки газа в газопроводе)

Анализатор	Длина волн излучения, мкм	Измеряемые ингридиенты	Диапазон измеряемых значений концентрации, млн $^{-1}$	Длина трассы, м	Потребляемая мощность сети 220В/50 Гц, кВт	Габаритные размеры, м	Масса, кг
Трассовый лазерный (ТЛГ)	3,39	Метан, пропан, бутан и т. д.	2 - 200	5 - 100	1,0	1,0 x 2,0 x 0,4	40
Лазерный оптико - акустический (ЛОАГ)	3,39	То же	2 - 100	—	1,0	2,0 x 0,3 x 0,4	30

Ультразвуковые толщиномеры. МП "Спектр", Россия
(предназначены для измерения толщины стенок подводных трубопроводов)

Толщиномер	Диапазон измеряемых значений по стали, мм	Погрешность измерений, мм	Время установления рабочего режима после включения, сек	Габаритные размеры, мм	Потребляемая мощность, Вт	Способ индексации	Дискретность отсчета	Масса, кг
УТ-302	0,6 - 300	± 0,1	10	83 x 140 x 36	—	—	—	0,4
Кварц - 6	2 - 50	0,15 - 0,6	—	—	1,5	Стрелочный прибор	—	5,0
Кварц - 15	1,2-200	± 0,2	—	—	1,5	Цифровое табло	0,1	2,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 19

Критические длины провисающего участка трубопровода, м.

Диаметр трубопровода, мм	Скорость течения потока, м/с	Нормативный предел текучести стали МПа (кгс/см²)											
		353 (3600)			461 (4700)			353 (3600)			461 (4700)		
		Характер участка подводной трассы											
		прямолинейный	выпуклый	вогнутый	прямолинейный	выпуклый	вогнутый	прямолинейный	выпуклый	вогнутый	прямолинейный	выпуклый	вогнутый
		чугунные балластные грузы						бетонные балластные грузы					
530х9	0,5	18	17	15	30	29	26	13	13	12	22	22	20
	1,0	18	17	15	30	29	26	13	13	12	22	22	20
	1,5	17	16	15	29	28	25	13	13	12	22	21	19
	2,0	16	15	14	26	26	24	12	12	11	21	20	19
	2,5	14	14	13	24	23	22	12	11	11	20	19	18
720х10	0,5	13	13	12	31	30	28	10	10	9	23	22	21
	1,0	13	13	12	31	30	28	10	10	9	23	22	21
	1,5	13	13	12	30	29	27	10	10	9	23	22	21
	2,0	12	12	11	29	28	26	10	9	9	22	22	20
	2,5	12	11	11	27	26	25	9	9	9	21	21	20
1020х14	0,5	14	14	13	36	36	34	11	10	10	27	27	25
	1,0	14	14	13	36	36	34	11	10	10	27	27	25
	1,5	14	14	13	36	35	33	11	10	10	27	26	25
	2,0	14	14	13	35	34	33	10	10	10	27	26	25
	2,5	13	13	13	34	33	32	10	10	10	26	26	25

Примечания:

1. Давление газа внутри трубопровода 4,91 МПа (50 кгс/см²);

2. Для других диаметров и толщин стенки труб и при иных значениях внутреннего давления газа в трубопроводе критические длины рекомендуется принимать в соответствии со Справочными материалами для определения критической длины провисающего участка подводного трубопровода, ОАО "Гипроречтранс", 1996.

ПРИЛОЖЕНИЕ 20.
(Рекомендуемое)

Требования к оформлению чертежей технической документации по обследованию перехода

1. К актам приборного и водолазного обследований прилагаются чертежи, оформленные в соответствии с правилами выполнения строительных чертежей:

- топографический план перехода (коридора);
- продольные профили каждого подводного трубопровода;
- поперечные профили подводных трубопроводов в местах их оголения или провисания,

2. Топографические планы переходов (коридоров) выполняют в масштабе и с сечением рельефа береговых участков и дна, которые выбирают по таблице в зависимости от ширины водной преграды или охранной зоны перехода.

Ширина водной преграды или перехода (коридора), м	Масштаб съемки	Высота сечения рельефа, м
До 500	1:500	0,5
500 - 1000	1:1000	1,0
1000 - 2000	1:2000	1,0
Свыше 2000	1:5000	2,0

2.1. Планы выполняют в абсолютных высотных отметках (до десятых долей метра) с отображением на них условными знаками:

- высотных отметок земли береговых участков и дна водной преграды:
- сечения рельефа горизонталями (изобатами);
- планового положения трубопроводов с указанием на них высотных отметок дна по оси трубопровода, заглубления в грунт и принятого пикетажа;
- береговой линии с высотной отметкой уреза воды и датой измерения;

•реперов с высотной отметкой рельефа и полочек;

• береговых информационных знаков;

• направлений сторон света и течения воды;

• наименований газопроводов с указанием основной и резервной ниток, а также диаметров трубопроводов.

2.2. Пример выполнения топографического плана перехода представлен в приложении 9.

3. Продольные профили трубопроводов выполняют в масштабе:

• по горизонтали (по створу трубопровода) - в масштабе плана;

• по вертикали (при глубине залегания трубопровода относительно горизонта воды) М 1:100 при глубине до 20 м, М 1:200 при глубине свыше 20 м.

3.1. Продольные профили выполняют в абсолютных отметках с отображением в условных знаках:

• линии береговых участков и дна по отметкам данного и предыдущего обследований;

• линий верха трубопровода по отметкам данного и предыдущего обследований;

• линии горизонта воды с указанием его высотной отметки и даты измерения;

• вертикальной шкалы с разбивкой через 1 м в абсолютных отметках;

• горизонтальной шкалы с указанием номеров пикетов; расстояний (в целых метрах) между промерными точками по створу трубопровода; высотных отметок в промерных точках верха трубопровода и дна водной преграды по данному и предыдущему обследованиям.

Допускается дополнительное указание высотных отметок дна и верха трубопровода по исполнительной или проектной документации.

3.2. Пример выполнения продольного профиля трубопровода представлен в приложении 10.

4. Поперечные профили трубопровода выполняют в абсолютных отметках для каждого участка их обнажения или провисания в месте максимального обнажения или провисания трубопровода в формате А3 в масштабах 1:100 или 1:200 с отображением в условных знаках:

- линии дна по высотным отметкам данного обследования;
- поперечного сечения трубопровода с указанием высотной отметки его верха;
- линии горизонта воды с указанием его высотной отметки и даты измерения;
- вертикальной шкалы с разбивкой через 1 м (в абсолютных отметках);
- горизонтальной шкалы с указанием расстояний (в целых метрах) между промерными точками поперек оси трубопровода; высотных отметок дна водной преграды по данному обследованию.

На свободном поле чертежа указывают (до десятых долей метра) расстояние от верха (при оголении) или от низа (при провисании) трубопровода до дна.

4.1. Пример выполнения поперечного профиля подводного трубопровода представлен в приложении 11.

5. Продольные профили должны быть ориентированы вверх по течению водной преграды.

6. Чертежи по результатам обследования выполняются на листах бумаги (кальки) в форматах по ГОСТ 2.301-68.

7 При длине (ширине) топографических планов или продольных профилей более 420 мм допускается их разбивка на листы. При этом дополнительно дается общий чертеж меньшего масштаба и схема стыковки листов.

8. Чертежи должны иметь рамку, а в правом нижнем углу - основную надпись (штамп), в графах которой указывают:

- наименование чертежа;
- наименование переходов газопроводов;
- наименование пересекаемой водной преграды;
- наименование предприятия - исполнителя работ по обследованию перехода (коридора);
- условный отраслевой номер (для коридора - номера) технического паспорта перехода;
- масштаб чертежа;
- фамилии и подписи ответственных лиц от ПТГ и предприятия - исполнителя работ;
- дату проведения работ.

9. Чертежи выпускают в четырех экземплярах, первые два из которых передаются в ПТГ, третий - в отраслевой архив подводных переходов, четвертый остается у исполнителя работ.

Кроме того, в ПТГ и отраслевой архив отчетная документация передается на магнитном носителе (дискете) в едином для РАО "Газпром" формате обмена данными.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

1. Основные термины и определения 3
2. Общие положения 7
3. Права и обязанности организации, эксплуатирующей переход 9
4. Организационная и инженерная подготовка технического обслуживания перехода 11
5. Классификация технического состояния перехода 12
6. Задачи и периодичность обследований перехода 16
7. Осмотр береговых участков перехода 20
8. Обследование руслового участка перехода 21
9. Наблюдение за берегоукрепительными сооружениями и состоянием берега 24
10. Методы и средства контроля технического состояния перехода 26
11. Оперативная и отчетная документация по обследованию перехода 29
12. Организация ремонта перехода 30
13. Донесения по обнаруженным утечкам и повреждению газопровода на переходе 33

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1. Перечень действующих нормативно-технических документов на строительство и эксплуатацию магистрального газопровода 35
2. Приложение 2. Паспорт на подводный переход газопровода 38
3. Приложение 3. Состав технической документации по подводному переходу магистрального газопровода, находящейся в эксплуатирующей организации 40
4. Приложение 4. Разрешение на выполнение работ в охранной зоне действующего магистрального газопровода 41
5. Приложение 5. Акт осмотра сухопутных участков трассы перехода 43
6. Приложение 6. Акт проверки состояния берегоукрепительных сооружений перехода 44

7. Приложение 7. Акт проверки переходного сопротивления для оценки состояния катодной защиты на переходе 45
8. Приложение 8. Акт обследования перехода 46
9. Приложение 9. Топографический план перехода по результатам обследования 48
10. Приложение 10. Продольный профиль перехода по результатам обследования 49
11. Приложение 11. Поперечный профиль перехода в зоне размыва трубопровода 50
12. Приложение 12. Схема совмещенных продольных профилей трубопровода (проектного, исполнительного и по результатам обследования) 51
13. Приложение 13. Акт завершения ремонтных работ 52
14. Приложение 14. Акт о готовности перехода магистрального газопровода к эксплуатации после капитального ремонта 53
15. Приложение 15. Информационный береговой запрещающий знак "Якоря не бросать" 56
16. Приложение 16. Типовые конструкции реперов 57
17. Приложение 17. Конструкция водомерного поста 60
18. Приложение 18. Технические характеристики газовых анализаторов и ультразвуковых толщиномеров 62
19. Приложение 19. Критические длины провисающего участка трубопровода 63
20. Приложение 20. Требования к оформлению чертежей технической документации по обследованию перехода 64

Подписано в печать 27.01. 97. Формат 60x84/8. Офсетная печать.
Усл.печ.л. 7,90. Уч.-изд.л. 5,0. Тираж 200 экз. Заказ 328.

Ротапринт ИРЦ Газпром. Адрес: 109172, Москва, ул.Народная,4
тел: 912-21-65

gost.e-ecolog.ru