

УДК 621.644.074.4/6

ББК 33.36

3 12

Книга выпущена при содействии ЗАО "ПИРС" (г. Омск)

Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М., Сощенко А.Е.
3 12 Безопасность пересечений трубопроводами водных
преград; Под общ. ред. К.А. Забелы. — М.: ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2001. — 195 с.: ил.
ISBN 5-8365-0078-9

Рассмотрены проблемы безопасности подводных переходов магистральных трубопроводов, оценки их безопасности, система обслуживания и ремонта в современных условиях. Описано их влияние на окружающую природную среду и наоборот. Приведены характеристики техногенных и антропогенных воздействий. Указаны причины возникновения аварийных ситуаций из-за коррозии, механических повреждений, старения металла, воздействия гидрологических факторов. Описаны рациональные способы проведения ремонтно-восстановительных работ. Приведены рекомендации по задержанию нефти на воде, характеристики технических средств и материалов, используемых при ликвидации аварий.

Для инженерно-технических работников, занятых строительством и эксплуатацией магистральных трубопроводов. Может быть полезна студентам соответствующих специальностей при разработке курсовых и дипломных проектов.

Zabela K.A., Kraskov V.A., Moskvich V.M., Soschenko A.E.
Pipeline Safety at Crossing Water Barriers; Edited by
K.A. Zabela

The problems concerning the safety of main oil pipelines while underwater crossing are discussed together with safety estimations, systems for oil pipeline maintenance and repair in the present day conditions. Consideration is given to the impact of pipelines on the environment and reverse. The parameters of technogenous and antropogenous actions are present. Also discussed are the reasons for accidents caused by corrosion, mechanical defects, metal aging, and the impact of hydrological factors. The rational methods for reconstructing repair are described. Also given are recommendations on oil retardation on the water as well as technical parameters of engineering means and materials used for accident elimination.

Advisable for engineering and technical personnel engaged in construction and maintenance of main pipelines. Also recommended to students of corresponding specialties while preparing university cause and degree works.

ISBN 5-8365-0078-9

© К.А. Забела, В.А. Красков,
В.М. Москвич, А.Е. Сощенко, 2001
© Оформление. ООО
"Недра-Бизнесцентр", 2001

ВВЕДЕНИЕ

Подводный переход — особый конструктивный элемент линейной части магистрального трубопровода, который представляет потенциальную опасность для окружающей среды. Поэтому в свое время был выпущен ряд нормативно-технических документов, определяющих правила проектирования, строительства и эксплуатации подводных переходов, общим принципом которых является предупреждение аварийных разливов нефти или выхода газа при сохранении эффективности трубопроводной системы. Однако разработчики этих документов не могли предусмотреть на много лет вперед всех возможных сценариев развития ситуации на подводных переходах, что в ряде случаев привело к значительным экономическим потерям.

К 2000 году возраст магистральных трубопроводов в Российской Федерации составил: до 20 лет — 27 %, до 20—30 лет — 32 %, более 30 лет — 41 %.

При планировании работ по обеспечению безопасности трубопроводных систем учитывают необходимость решения ряда социальных проблем.

Как и в любой инженерной задаче, необходимо стремиться к поиску оптимального решения. Платежи за загрязнение окружающей природной среды существенно деформируют экономику предприятий. Так, в 1993 г. по сравнению с 1992 г. платежи только в газовой отрасли выросли в 44 раза, а в нефтяной — в 85 раз. С каждым годом расходы растут. Деньги — своего рода ресурсы, и их необходимо беречь. Поэтому предприятия, эксплуатирующие и контролирующие переходы через водные препятствия, должны обеспечивать равновесие трубопроводных систем с естественной природной средой. Если это равновесие при активизации опасных природных процессов нарушается, то оно приводит к авариям, иногда катастрофическим.

Дальнейшее старение трубопроводов, многократное по-

вышение уровня требований к безопасности и надежности трубопроводного транспорта, современные научные представления и инженерные разработки создают сегодня предпосылки для совершенствования концептуальных подходов к вопросу предупреждений аварийных ситуаций на подводных переходах.

Для анализа риска возникновения аварий важно определить набор типичных аварийных ситуаций, с той или иной степенью вероятности их возникновения в зависимости от старения металла труб, повреждения изоляции, размыва подводных переходов и других технических и антропогенных факторов.

Система технического обслуживания и ремонта подводных переходов предусматривает организацию работ, обеспечивающую безопасность трубопроводов при надлежащем уровне контроля, выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций, а также готовность к их ликвидации.

Техническая политика должна быть постоянно направлена на снижение риска аварий и повышение надежности трубопроводного транспорта. Ибо, как сказано в Декларации, принятой на Всемирном форуме по окружающей среде (Рио-де-Жанейро, 1992 г.): "Любая деятельность, если польза от нее обществу не превышает ущерба от связанного с ней риска, не может быть оправдана".

Главы 1, 2, 4 написаны К.А. Забелой, В.М. Москвичом, глава 3 — К.А. Забелой, А.Е. Сощенко, главы 5, 8 — К.А. Забелой, глава 6 — В.А. Красковым, глава 7 — К.А. Забелой, В.А. Красковым, В.М. Москвичом и А.Е. Сощенко.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. Пересечения трубопроводами водных преград.....	7
1.1. Классификация переходов.....	7
1.2. Состав и параметры подводных переходов.....	8
1.3. Нормативные требования.....	12
1.4. Техническая документация на строительство и эксплуатацию переходов.....	12
1.5. Охрана природы.....	15
Глава 2. Влияние подводных переходов на окружающую природную среду.....	17
2.1. Характеристика антропогенных и техногенных факторов.....	17
2.2. Взаимодействие воды и нефти при повреждениях трубопроводов....	21
2.3. Воздействие нефтяных загрязнений на биологический режим водоемов.....	26
2.4. Воздействия при сжигании нефти на воде.....	27
Глава 3. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград..	29
3.1. Основные требования и проблемы оценки безопасности.....	29
3.2. Декларация безопасности объекта.....	32
3.3. Техническое обслуживание и ремонт подводных трубопроводов...	37
Глава 4. Причины возникновения аварийных ситуаций на переходах	41
4.1. Износ и повреждение трубопроводов в результате коррозии.....	41
4.2. Диагностика дефектов в трубопроводах.....	47
4.3. Воздействие гидроморфологических и гидрологических факторов на надежность переходов.....	52
Глава 5. Ремонт подводных трубопроводов.....	61
5.1. Подводные земляные работы.....	69
5.2. Засыпка размывов участков.....	69
5.3. Управление русловыми процессами.....	62
5.4. Подсадка подводных трубопроводов.....	79
5.5. Дно- и берегоукрепительные работы.....	84
5.6. Выборочный ремонт трубопроводов в подводных условиях.....	89
5.7. Ремонт в осушенном котловане.....	95
5.8. Ремонт с подъемом трубопровода на поверхность.....	96
5.9. Восстановление трубопроводов с помощью подводной сварки.....	101
5.10. Ремонт с помощью полимерных клеев под водой	108
Глава 6. Бестраншейные технологии строительства трубопроводов.....	115
6.1. Наклонно-направленное бурение.....	115
6.2. Микротоннелирование.....	134
Глава 7. Ликвидация аварий.....	138
7.1. Классификация аварий.....	138
7.2. Методические рекомендации по ликвидации аварий.....	139
7.2.1. Задачи аварийно-восстановительных служб.....	139
7.2.2. Определение пунктов размещения технических средств.....	141
7.2.3. Определение состава и количества технических средств.....	141
7.2.4. Расчет установки боновых заграждений.....	143
7.3. Организация работ по ликвидации разливов нефти.....	146
7.4. Оборудование и технология очистки загрязнений.....	148
7.4.1. Заграждения, нефтесборщики.....	148
7.4.2. Сорбенты.....	158
7.4.3. Локализация и сбор нефти летом и зимой.....	161
7.4.4. Особые условия сбора нефти.....	166
7.5. Учения по ликвидации аварий.....	175
7.6. Моделирование разливов нефти	183
7.6.1. Математическое моделирование.....	183
7.6.2. Лабораторное моделирование.....	184
Глава 8. Особенности безопасности труда при работе на подводных переходах.....	188
Список литературы	192

Глава 1

ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДАМИ ВОДНЫХ ПРЕГРАД

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕХОДОВ

Магистральные трубопроводы, которые размещаются на земной поверхности, встречают на своем пути препятствия — моря, реки, озера, водохранилища, болота и т.п., которые называются водными преградами.

Пересечения магистральными трубопроводами водных преград бывают надземными (надводными) и подводными.

Достоинством надземных пересечений является возможность доступа к трубопроводу, что облегчает контроль за техническим состоянием металла трубы, защиту от коррозии, выполнение ремонта.

Надземные переходы в зависимости от конструктивной схемы пролетов бывают балочными, арочными и висячими.

В балочном надземном переходе пролетным строением бывает самонесущая труба, одно- или многопролетная, с температурными компенсаторами и без них.

Выбор конкретной схемы перехода зависит от диаметра трубопровода, удобства его обслуживания и гидрологических условий водной преграды. Опоры, на которых устраивают трубопровод, могут быть свайными, кольцевыми, стоечными или плитными, а опорные части — катковыми, скользящими или неподвижными.

По конструкции надземные переходы подразделяются на висячие, гибкие, "провисающая нить" и вантовые. В гибких и висячих системах трубопровод прикрепляют с помощью подвесок к одному или нескольким несущим тросам, перекинутым через пилоны. Недостатком гибких систем является их малая вертикальная жесткость, вследствие чего при динамических воздействиях, например, ветровых, они могут перейти в колебательное движение с нарастающей амплитудой и привести к перенапряжениям в металле трубы.

В вантовых системах трубопровод удерживается в проектом вертикальном положении с помощью несущих тросов, а

в горизонтальном — с помощью жестких ферм или оттяжек, обеспечивающих геометрическую форму трубопровода при возникновении колебательных движений.

Однако опыт показал, что на горных реках с меандрирующим руслом, где в основном применялись висячие системы, их долговечность, а следовательно, и безопасность были относительны, прежде всего, из-за меандрирования, которое приводит к размыву грунтов вокруг опор. Поэтому такие системы постепенно пришлось заменить на многопролетные балочные.

Арочные переходы применяются обычно при пересечении каналов со спокойным установившимся течением.

Подводные переходы проектируются на основании многолетних гидрологических, геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районах строительства ранее построенных переходов, гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте пересечения, и перспективных работ (например, дноуглубительных).

В природе не существует водных преград с одинаковыми рельефами в геологическом строении дна, скоростями течения, ледовым режимом и другими факторами. Поэтому поддержание безопасности подводных переходов на каждом объекте будет различным и требует осуществления индивидуальных программ, разработки рекомендаций и мероприятий по ремонту, модернизации и предупреждению аварий.

Наиболее сложными являются подводные переходы, размещаемые на дне или ниже дна водных преград.

1.2. СОСТАВ И ПАРАМЕТРЫ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

Подводные переходы нефтепроводов строятся и эксплуатируются на основании требований строительных норм и правил, а также ряда руководящих документов, утвержденных в соответствующем порядке.

В состав подводного перехода входят:

участок основной и резервных ниток, ограниченный для многониточных переходов запорной арматурой, установленной на берегах водоема, а для однопниточных — горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10%-ной обеспеченности;

берегоукрепительные сооружения, служащие для предотвращения трубопроводов от размывов, оползней и т.п.;

сооружения для регулирования русловых деформаций в районе перехода;

защитные сооружения от аварийного разлива нефти;

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

вертолетные площадки;

специальные защитные сооружения от повреждения тор-мозными 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 другие устройства, закрепленные на местности долговременными опорными знаками);

совокупность подводных переходов трубопроводов различного назначения, пересекающих водную преграду в одном техническом коридоре с расстояниями между осями, определяемыми по СНиП 2.05.06—85.

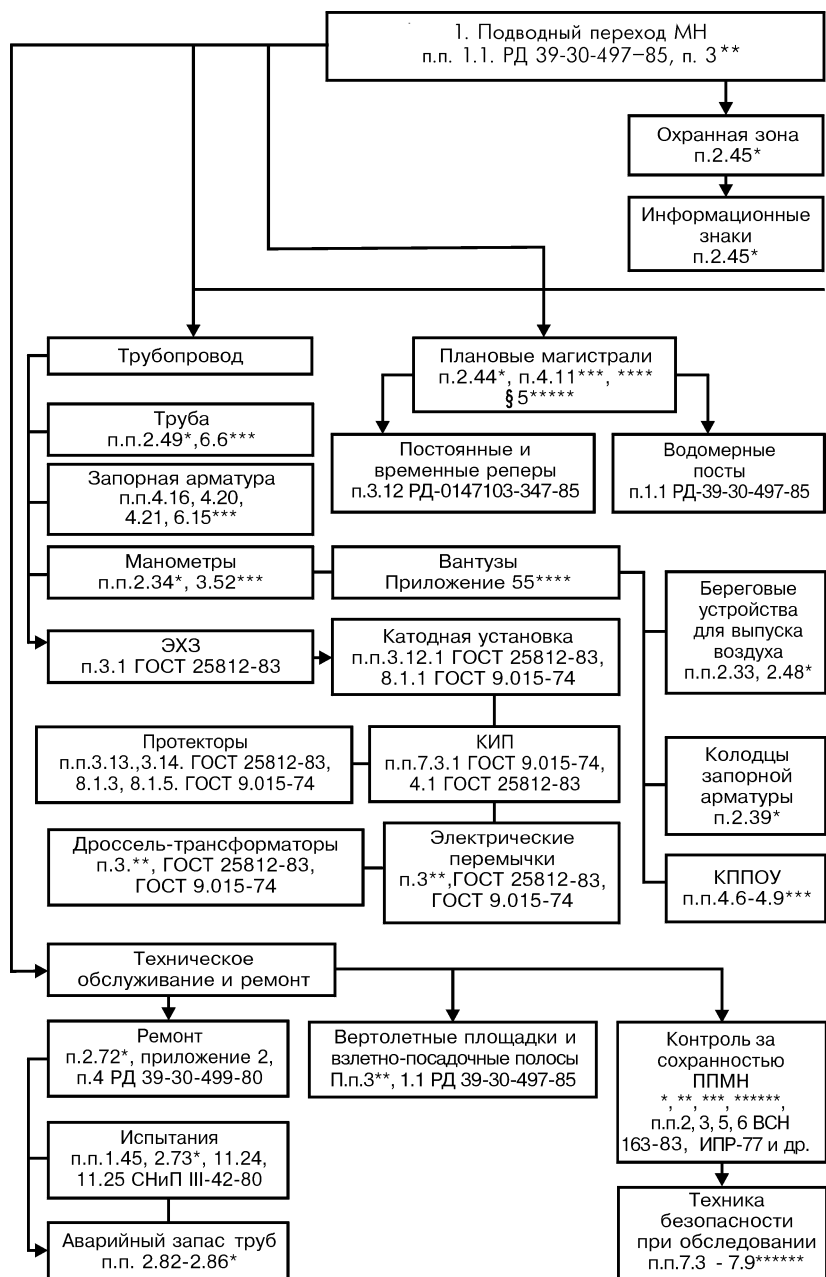
Трубопроводы на подводных переходах через реки и водоемы классифицируются по различным признакам. Главными из них являются ширина и глубина водной преграды.

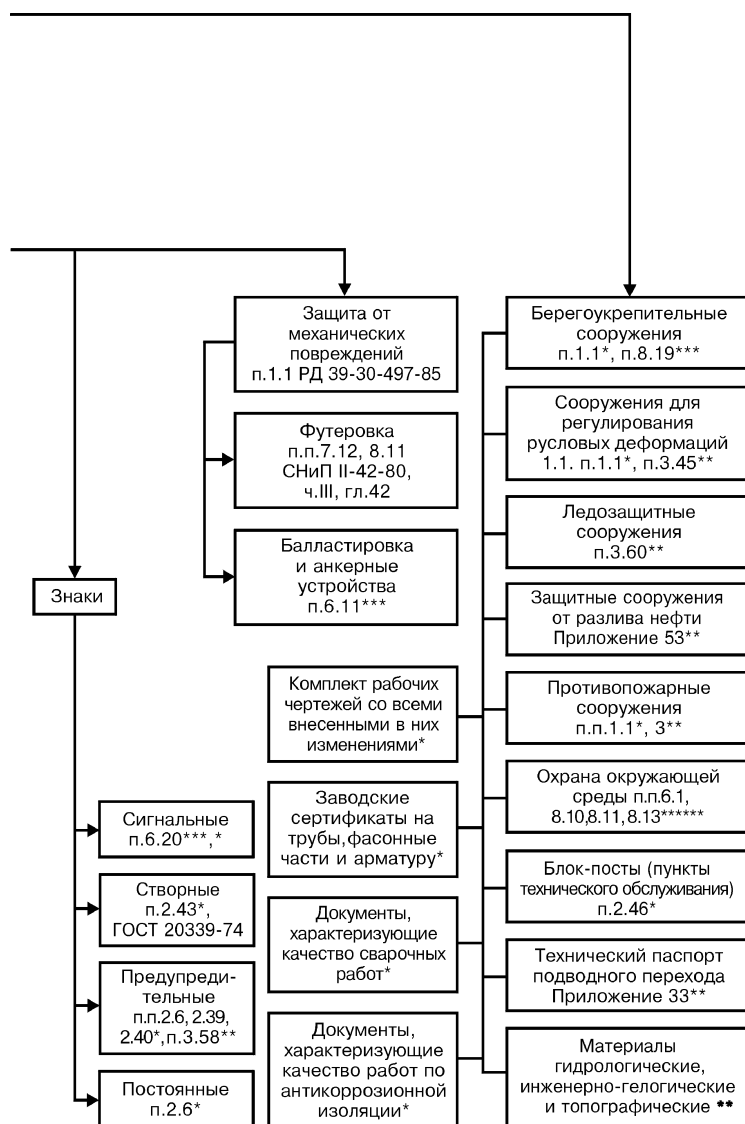
Пользование объектами водного фонда для прокладки трубопроводов и кабелей связи согласовывается с государственными органами охраны окружающей среды, водного хозяйства и геологии.

Для предварительного предупреждения загрязнения, засорения и истощения водоемов, уничтожения окружающих

Т а б л и ц а 1

Категория	Плановые деформации за год, м	Глубинные переформирования, м	Характеристики рек, тип руслового процесса
1	Незначительные	1	Ширина рек до 50 м, ленточно-грядового, осередкового и побочного типов; ширина рек более 50 м с устойчивым дном и берегами
2	До 10	До 2	Ширина рек до 50 м, ленточно-грядового, осередкового и побочного типов
3	10—100	До 2	Реки с ограниченным, незавершенным и свободным типом меандрирования, а также участки пойменной многорукавности
4	Более 100	Более 2	Горные реки с особыми формами русловых процессов и реки с явно выраженной неустойчивостью русла; значительные переформирования дна и берегов происходят в короткое время





Примечание. * РД 39-30-114-78; ** РД 39-0147-103-345-86; *** СНиП 2.05.06-85; **** Инструкция по нивелированию I, II, III, IV классов; ***** РД 39-30-1060-84.

Рис. 1. Состав подводного перехода, нормативные требования к параметрам элементов магистрального нефтепровода и его защите, обязательные документы

растений и животных, а также для уменьшения колебаний стока вдоль озер, водохранилищ и других водоемов устанавливаются водоохранные зоны по обоим берегам.

По плановым и глубинным переформированиям участки рек в зоне подводных переходов подразделяются на категории в соответствии с табл. 1.

По режимам половодья, паводка, становления льда реки характеризуются следующими параметрами:

весеннее половодье средней продолжительности (2–4 недели);

весенне-летнее половодье длительной продолжительности (4–7 недель);

неоднократно повторяющийся паводок;

возможные заторы и зажоры на участке пересечения реки трубопроводом.

В зависимости от поперечного профиля реки или водоема трубопроводы укладываются на дно:

по радиусу изгиба;

с помощью кривых вставок.

Грунты, слагающие дно и берега, делятся на:

легкие — илы, пески, супеси, рыхлые и легкоразмываемые, связные текучие и мягкопластичные, торф (коэффициент прочности 0,06–0,6);

средние — пески и супеси плотные с включением гравия, гравий чистый, связные тугопластичные, липкие (коэффициент прочности 0,6–2,0);

тяжелые — твердые и сцементированные, очень липкие, слабо выветрелые скальные, твердые скальные, предварительно раздробленные (коэффициент прочности 2,0–5,0).

1.3. НОРМАТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

Структурная схема, нормативные требования к параметрам и элементам перехода и его защите представлены на рис. 1.

1.4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПЕРЕХОДОВ

Кроме основной нагрузки — внутреннего давления, достигающего 7,3–9,8 МПа (75–100 кгс/см²) — существует множество различных дополнительных воздействий, оказываемых на подводные трубопроводы в зависимости от вида пе-

ресекаемых водных преград: течение, волны, переформирование русла, шуга, лед поверхностный, лед донный, якоря, волокуши и прочие. Поэтому на каждый подводный переход после завершения строительства составляют паспорт, который ведется на протяжении всего существования этого перехода. Паспорт содержит данные о переходе: протяженность (пикетаж), материал, диаметр и толщина стенок труб, величина испытательного давления, раскладка плетей труб по длине, тип изоляции и балластировки, дата сдачи в эксплуатацию, гидрологические и геологические условия, ширина и максимальная глубина водоема при различных горизонтах в створе, характерные деформации дна в паводок и межень, состояние защиты береговой линии.

Техническая документация на подводный переход включает проектные и исполнительные профили, план участка в горизонталях с расположением базисов и реперов и хранится в электронной базе данных, что позволяет получать результаты наблюдений за ряд лет и совмещать линии размывов и плановых деформаций дна с целью прогнозирования их развития.

Основные параметры, характеризующие состояние трубопровода, антикоррозионной защитной изоляции, электрохимзащиты, защиты от размыва дна и берегов, состояние постоянных сигнальных знаков охранной зоны и другое, анализируются на протяжении всего жизненного цикла трубопровода.

Трубопроводы, пересекающие водные преграды, иногда оказывают негативные воздействия на окружающую природную среду.

К негативным изменениям в окружающей природной среде при эксплуатации трубопроводов относятся:

- разрушение почвенно-растительного слоя, нарушение естественных геологических и гидрологических условий в границах береговых и пойменных траншей;

- возникновение и активация опасных русловых процессов, оврагов, разрушение береговых склонов;

- ухудшение условий обитания гидробионтов из-за повышения мутности воды, уничтожения или сокращения нерестилищ, зимовальных ям и кормовых угодий рыб, водоплавающих птиц и других животных водоемов и прибрежной зоны;

- загрязнение поверхностных вод и грунтов продуктами переработки и горюче-смазочными материалами, подсланевыми водами плавучих средств и оборудования и хозяйственными

бытовыми отходами (во время ремонтов и при ликвидации аварий).

Для контроля за негативными изменениями окружающей природной среды в результате эксплуатации трубопроводов необходимо проводить экологические наблюдения и изыскания, в результате которых оцениваются:

взаимное воздействие окружающей природной среды и проходящих в одном техническом коридоре соседних трубопроводов и других коммуникаций и технических сооружений;

рыбохозяйственная характеристика водоема на участке проведения аварийно-восстановительных и строительных работ;

характеристика почв, заболоченности и обводненности пойм, их гидрологической и дренажной систем.

В целях обеспечения экологической безопасности при эксплуатации подводных переходов предусматривают:

применение труб с повышенными прочностными характеристиками, эффективной противокоррозионной защитой из материалов, не наносящих вреда окружающей природной среде;

установку утяжеляющих балластных пригрузов, исключаящих возможность всплытия трубопроводов в русле и на обводненных участках пойм;

вертикальную трассировку при замене трубопроводов для дополнительного заглубления их в дно водной преграды и пропуска очистных устройств и приборов внутритрубной диагностики;

крепление дна и откосов берегов, струенаправляющих сооружений из привозных или местных материалов, которые не могут нанести вред водоемам и их обитателям по допускаемым нормам предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ;

мероприятия по выявлению и исключению нерегламентированных сбросов жидких нефтепродуктов из трубопроводов и сточных вод;

рекультивацию нарушенных земель, временно занимаемых под отвал грунта, устройство притрассовых резервов, временных дорог и площадок под землеройную технику и т.п.

Для проведения строительных работ на трассах, требующих дополнительного заглубления, следует использовать данные инженерных изысканий, срок давности которых не превышает двух лет.

Изучение гидрологических и геологических характеристик

каждой водной преграды в зоне пересечения подводных переходов и прогнозирование деформаций русел и берегов должно производиться не реже 1 раза в 25 лет с начала эксплуатации.

При прогнозировании деформаций дна реки и переформирования берегов, диапазона плановых и глубинных изменений инженерно-геологическая съемка участка должна охватывать примыкающие зоны возможных деформаций и переформирования берегов (2–10 км от створа перехода или с захватом на реках по одной излучине вверх и вниз по течению).

Для выявления характера руслового процесса в общей тенденции русловой деформации производится сопоставление или совмещение планов, созданных по материалам промеров разных лет.

Для составления ленты планов за многолетний период подбираются планы, полученные примерно при одинаковых уровнях воды: если русло устойчивое — по одному плану через 2 года за период 10–15 лет, если русло неустойчивое — по одному плану на каждый год за период 5–8 лет.

1.5. ОХРАНА ПРИРОДЫ

Производство земляных работ при ремонте подлежит согласованию с органами рыбоохраны в части технологии, мест размещения отвалов, карьеров на пойме и в русле. Сроки и способы производства работ на реках устанавливаются с учетом биологических ритмов ихтиофауны (миграция, нерест и т.д.). В период нереста рыб не допускается производство подводно-технических работ, исключаются отвалы грунта в местах нереста.

При подводной разработке грунта должны выполняться требования правил охраны поверхностных вод к качеству воды в створе, расположенном на 500 м ниже места производства работ.

Увеличение взвешенных веществ должно составлять не более 0,25 мг/л к фону для водоемов высшей и первой категорий рыбохозяйственного использования. При естественной мутности водоемов в межень более 30 мг/л допускается ее превышение в пределах 5 % от исходной.

Для снижения загрязнения водоема необходимо предусматривать транспортировку грунта плавучими средствами в береговые отвалы с применением шаланд, понтонов и т.п., с

исключением сброса пульпы или грунта на поверхность водоема.

При отсыпке грунта на дно водоемов необходимо применение защитных экранов и устройств, перекрывающих полосу русла в зоне работ земснарядов для предотвращения распространения мелких фракций грунта.

В тех случаях, когда грунт, используемый для обратной засыпки траншей или для балласта, не удовлетворяет требованиям проекта, допускается его замена из фракций, не размываемых при максимальных скоростях течения в зоне перехода. Для снижения воздействия потока и размыва трубопроводов и поддержания уровня засыпки грунта на трубопроводе допускается устраивать на дне грунтозадерживающие завесы, использующие энергию течения потока воды.

Рекультивация нарушенных земель и рельефа осуществляется на основании проекта и условий, согласованных с землепользователями, в которых должны быть определены:

- границы угодий по трассе трубопровода, в которых планируется рекультивация земель;

- мощность снимаемого плодородного слоя по каждому участку;

- ширина зоны в пределах полосы отвода;

- срок возврата плодородного слоя почвы с учетом уплотнения грунта в траншее;

- место расположения отвала для временного хранения плодородного слоя почвы;

- способы снятия, хранения, транспортировки и нанесения плодородного слоя;

- мощность наносимого плодородного слоя почвы и потенциально плодородных почв;

- план отведенного для ремонта участка, позволяющий определить объем земляных работ по рекультивации и их сметную стоимость.

Затраты на природоохранные мероприятия предусматриваются в сметах на строительство или ремонт подводных переходов.

Глава 2

ВЛИЯНИЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

2.1. ХАРАКТЕРИСТИКА АНТРОПОГЕННЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Трассы магистральных трубопроводов прокладываются в различных природно-климатических зонах, различающихся геологией, геокриологией, гидрологией, географическим ландшафтом, освоенностью, чувствительностью биогеоценоза к антропогенным и техногенным воздействиям, характером и размером их последствий и т.п. При строительстве и эксплуатации трубопроводов различные среды оказывают влияние на грунты, растительный слой, животный мир, подземные и поверхностные воды, приземный слой атмосферы.

Источниками воздействия на окружающую среду могут быть транспорт, строительно-монтажная техника, перекачиваемый продукт (нефть, газ, нефтепродукты) или продукты его сгорания, тепло этого продукта, конструкция трубопровода и т.п.

Все воздействия можно подразделить на прямые и косвенные, длительные и кратковременные. Они могут проявляться в виде механического разрушения, загрязнения, теплового излучения и т.п. Последствия от этих воздействий могут быть первичными и вторичными, обратимыми и необратимыми.

Прямым воздействием на окружающую среду, например, при расчистке трассы и земляных работах, будет нарушение микро- и макрорельефа, а косвенным — сокращение пастбищных площадей. Последствия прямых и косвенных воздействий будут соответственно первичными и вторичными. Первичные последствия — развитие эрозии почв, образование оврагов, а вторичные — ухудшение условий обитания и питания животных суши и водоемов, птиц, рыб и т.п.

При строительстве трубопроводов и их эксплуатации вредные воздействия сказываются на приземном слое атмосферы, почвенно-растительном комплексе и рельефе местности, на фауне, на поверхностных и подземных водах.

Загрязнение приземного слоя атмосферы при эксплуатации трубопроводов может возникнуть из-за утечки или сжигания газа, при сжигании нефти или нефтепродуктов, разливах на поверхности водоемов.

Стеkanie нефти и нефтепродуктов в пониженные участки местности, сопровождающееся инфильтрацией в грунтовую среду, способствует загрязнению подземных вод, рек и водоемов. Высокая токсичность и пожароопасность нефти и нефтепродуктов значительно усугубляют последствия нефтяного загрязнения.

На почвенно-растительный комплекс и рельеф местности воздействуют механическое и тепловое разрушение, загрязнение во время строительно-монтажных работ при прокладке трубопровода и его эксплуатации. При этом возможны развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, снижение биологической продуктивности почв, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.

Значение нижнего яруса растительного слоя как корма диких и домашних животных, тепло- и влагорегулятора почвы, основного средства против образования оврагов, оползней и эрозии трудно переоценить. Основное воздействие нефти и нефтепродуктов при отказах трубопроводов сводится именно к снижению биологической продуктивности почвы и фитомассы растительного слоя.

Характер и степень воздействия нефти и нефтепродуктов на почвенно-растительный комплекс определяются видовым составом растительного слоя, временем года и другими факторами. Многие виды сосудистых растений (камыш и др.) оказываются устойчивыми против нефтяного загрязнения, тогда как большинство лишайников погибает при воздействии на них нефти и нефтепродуктов.

Наиболее токсичны углеводороды с температурой кипения в пределах от 150 до 275 °С, т.е. нафтеновые и керосиновые фракции. Углеводороды с более низкой температурой кипения менее токсичны либо вообще безвредны для растений, особенно их летучие фракции, поскольку они испаряются, не успевая проникнуть через растительную ткань. Тяжелые нефти менее токсичны, чем нафтеновые и керосиновые.

Дегградация нефти в грунтовой среде происходит путем биологического окисления микроорганизмами и химического окисления. Значительно ускоряют процесс очищения почвы от нефти осадки в виде дождя, которые вымывают ее и тем самым снижают концентрацию нефти в верхних слоях почвы.

Загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами в северных районах будет, очевидно, иметь гораздо большие отрицательные последствия, нежели в районах с относительно умеренным климатом. Низкие температуры воздуха и грунтовой среды, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода (во время которого активизируются биологические процессы) создают чрезвычайно сложный режим функционирования растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Одним из наиболее опасных в этом случае является загрязнение грунтовой среды нефтью в результате ее утечек или выбросов.

Загрязнение атмосферы в результате аварийного выброса газа или при сжигании разлившейся нефти характеризуется значительно меньшим периодом воздействия, и его можно отнести к кратковременному, или импульсному, воздействию.

Обратимыми последствиями будем называть такие, которые могут быть ликвидированы, а окружающая среда при этом может быть восстановлена до исходного состояния или близкого к нему. Например, растительный покров после окончания строительно-монтажных работ может быть восстановлен посевом аналогичных растений или посадкой деревьев.

К необратимым последствиям следует отнести такие, которые приводят к трудновосстановимому изменению окружающей среды, например, овраги, оползни, деформация русла реки.

У любого водоема (водотока) за длительный период своего существования складываются определенные взаимоотношения с окружающей его средой. Порой самое незначительное воздействие приводит к труднопоправимым последствиям. Между тем при строительстве подводных переходов трубопроводов водоем подвергается массивному воздействию мощной строительной техники.

Непоправимый ущерб земляные работы наносят малым (шириной 20–30 м) рекам. Иногда такие реки отводят в сторону или пересыпают земляными дамбами, а по окончании строительства русло вновь не восстанавливают. В результате река уходит в сторону, впадает в болото и т.п., а в нижнем течении вдруг оказывается, что она или исчезла вообще, или превратилась в ручеек. Казалось бы, потеря незначительная. Но ведь известно, что силу больших рек составляет множество малых.

При строительстве подводных переходов часто руководст-

вуются лишь требованиями экономии затрат ресурсов и скорости строительства. Именно эти два фактора и являются порой причиной совершенно недопустимых с точки зрения охраны окружающей среды методов строительства подводных переходов трубопроводов.

Обычно береговые траншеи разрабатываются экскаваторами и земснарядами. Длина таких траншей достигает 50–100 м от береговой линии, а глубина — 15 м. Если не выполнить обратную засыпку этих траншей, то в результате воздействия периодических подъемов воды в реке, а также стока талых и дождевых вод береговая траншея может превратиться со временем в глубокий овраг.

Русловые траншеи разрабатываются различными земснарядами (черпаковыми, землесосами, гидромониторами и т.п.), при этом при разработке траншеи земснарядом ее ширина может достигать 11–15 м по дну, а при глубине 3–4 м — и до 40 м поверху — и это при диаметре укладываемого трубопровода 1 м. Устройство такой траншеи существенно влияет на гидрологию речного русла и не проходит бесследно для участка, расположенного ниже по течению.

Время, необходимое для естественного восстановления русловых траншей, составляет 5 лет. Иногда возникают необратимые процессы.

Сварочно-монтажные и изоляционные работы при прокладке трубопроводов производятся, как правило, на специальных площадках, сооружаемых на берегах у створа будущего перехода. Такие площадки занимают участок в 2–3 га. Часто их приходится сооружать в лесном массиве, расположенном непосредственно у самого берега водоема. В любом случае растительность на строительных площадках практически полностью уничтожается. Если не выполнить работы по восстановлению растительности, это приведет впоследствии к разрушению берега реки.

Чрезвычайно затрудняют восстановление растительности производственные отходы: остатки труб, чугунные и железобетонные грузы, шлак, изоляционные материалы.

Для естественного восстановления таких площадок требуется до 15 лет. А измененный рельеф местности вообще не восстанавливается.

В процессе эксплуатации подводных переходов трубопроводов почти все существующие их конструкции не исключают попадание перекачиваемого продукта в водоем.

При разрыве аммиакопровода попавший в воду аммиак может отравить все живое в ней на большом протяжении

ниже по течению. Такое воздействие можно охарактеризовать как катастрофическое.

При разрушении нефте- или нефтепродуктопровода на переходе может быть выброшено от нескольких сот до нескольких тысяч кубических метров нефти или другого продукта. При таком воздействии в зоне распространения нефтяного загрязнения погибает большая часть фауны и флоры водоема, гибнут птицы, сажающиеся на поверхность, покрытую разлившейся нефтью или ее продуктами.

Тяжесть последствий от аварии трубопровода определяется соотношением размера водоема и количества нефти, попавшего в него. Однако, каковы бы ни были эти соотношения, воздействия такого рода можно считать очень опасными для живой природы.

При разрушении газопровода вредность воздействия газа на окружающую среду и живую природу зависит от его состава. Газы, содержащие вещества, растворяющиеся в воде и вредно действующие на животный и растительный мир, могут при попадании в водоемы привести к отравлению флоры и фауны на больших участках.

Последствия перечисленных воздействий даже при принятии специальных восстановительных мер сказываются на биологическом режиме открытых водоемов от нескольких месяцев до двух-трех лет, а на закрытых — значительно дольше.

2.2. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ВОДЫ И НЕФТИ ПРИ ПОВРЕЖДЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДОВ

Подводные переходы, расположенные под судоходными трассами рек и каналов, наиболее подвержены механическим повреждениям из-за размывов, оползней, волочения якорей, при дноуглубительных работах.

Утечки нефти, газа, конденсата и других загрязнителей нередко обнаруживаются через 12 ч и более после начала их проявления. Опасные утечки загрязняющих веществ остаются незаметными и наносят большой ущерб почти всем объектам окружающей среды.

В нефти, вытекающей из трубопровода в результате аварии, содержатся щелочи, нафтенy, ароматические вещества, смолы, асфальтены. Поведение этих веществ в водной среде различно. Эволюция поведения нефтяного загрязнения зависит от скорости течения воды, скорости и направления вет-

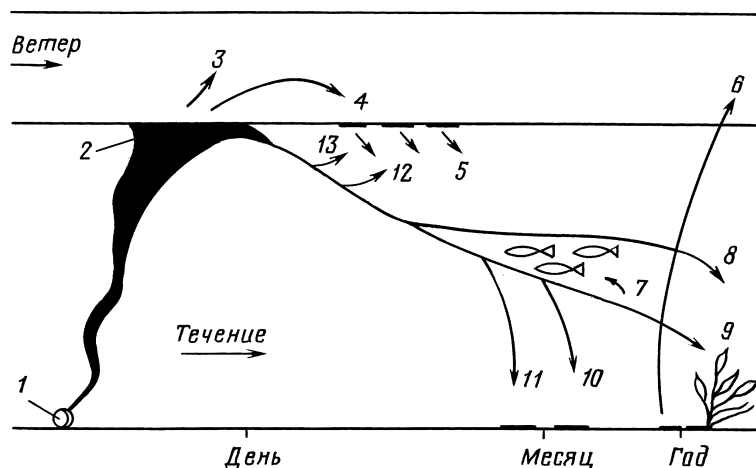


Рис. 2. Поведение нефтяного загрязнения в пространстве и во времени:

1 — трубопровод; 2 — нефть; 3 — испарение легких фракций; 4 — эмульгирование с водой; 5 — адсорбирование; 6 — брожение и распространение; 7 — поглощение и переработка живыми организмами; 8 — распределение и выпадение асфальтенов; 9 — поглощение растительными организмами; 10 — выпадение тяжелых фракций; 11 — адсорбирование; 12 — разложение; 13 — пена

ра, температуры воды и воздуха, солнечной радиации и т.д. (рис. 2). Нефть может расплываться, испаряться, растворяться, эмульгировать, налипать на береговую растительность, воздействовать на водную фауну.

С повышением температуры воды интенсивность ее смешивания с нефтью возрастает. В северных районах при температуре воды, близкой к 0°C , процесс смешивания протекает медленно. Он может длиться до 50 лет.

Недостаточное знание свойств нефти в воде приводит к тактическим ошибкам при ликвидации аварий.

Методы устранения нефтяного загрязнения зависят от вязкости нефти. Под воздействием испарения, эмульгирования, температуры воды и воздуха вязкость нефти меняется. Сырые нефти с вязкостью $0,9-7,0$ Па·с, попадающие в воду при авариях, собирать нефтесборщиками затруднительно. Нефть с вязкостью $8,0$ Па·с на поверхности воды не растекается, она скапливается на заплесках, отлагается толстым слоем на береговой полосе. При плотности нефти около 1 г/см^3 возникает угроза ее осаждения на дно.

При отсутствии колебаний уровня воды на пологом берегу на 1 км береговой полосы отлагаются $1-2$ т маловязкой

нефти, 5–8 т нефти средней вязкости и 20–30 т высоковязкой и застывающей нефти [1, 2]. Во время понижения уровня воды большая часть высоковязкой и застывающей нефти остается на берегу.

При залповом выбросе нефтяное пятно на текущей воде представляет собой полосу, в средней части более широкую, чем по концам. Нефть, попадая на поверхность воды, начинает быстро растекаться, и теоретически может образоваться мономолекулярный слой. Сырые нефти практически не достигают такого состояния, но характерная радужность небольшого слика указывает на то, что его толщина равна $(1,5–10) \cdot 10^{-4}$ мм, что соответствует загрязнению 150–1000 л/км². Более толстые слики имеют темный цвет без интерференционной окраски. По мере растекания легкие компоненты испаряются, а водорастворимые – выщелачиваются. В результате этого слики будут иметь повышенную вязкость и температуру текучести, уменьшается растекание.

Исследованиями [21] установлено, что 2,25 л нефти за 30–60 с создают слик радиусом 220 см. При скорости ветра выше 1,35 м/с перемещение сликов происходит быстрее, чем их растекание.

На реках с быстрым течением протяженность зоны загрязнения может достигать 70–150 км, на водохранилищах и реках с малым течением скорость движения нефтяного пятна составляет 3–4 % от скорости ветра.

Плотная плавающая пленка возникает при разливе 75–100 л нефти на 1 км² спокойной поверхности воды. Образование неплотной пленки наблюдается при растекании 15–20 л нефти на 1 км² акватории. В зависимости от количества разлитой нефти меняется толщина пленки (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Зависимость толщины пленки от количества разлитой нефти на площади в 1 км²

Ориентировочная толщина пленки, мкм	Количество нефти, приходящееся на образование пленки, л/км ²	Внешний вид пленки
0,02	20	Появление отдельных пятен
0,038	38	Серебристый цвет поверхности
0,075	75	То же
0,15	150	Заметны первые цветные пятна
0,30	300	Блестящие цветные пятна
1,0	1000	Мутный цвет поверхности
2,0	2000	Темный цвет
5,0	5000	То же
10,0	10000	–

Из свищей в трубопроводе нефть может вытекать в виде капель, в результате чего на поверхности воды образуются отдельные нефтяные пятна. У берегов нефтяные пятна принимают форму клина и размазываются на заплесках. При изменении направления ветра нефть из одних застойных зон может перемещаться в другие. Нередко загрязненные участки водоемов чередуются с чистыми.

Нефть образует на водной поверхности пленки различной интенсивности. Альbedo (отношение отраженной лучистой энергии к падающей) этих пленок обычно колеблется в пределах от 8 до 15 %, что в 1,5–2 раза превышает альbedo чистой воды. Поэтому нефтяные пятна выделяются на воде более светлым тоном. Кроме того, прогревание загрязненной воды происходит неравномерно: чистая вода прогревается более интенсивно, а участки с нефтяной пленкой — менее интенсивно. В холодный период года вода под пленкой выхолаживается медленнее.

Пленки нефти, нарушая режим прогревания и выхолаживания поверхностных вод, изменяют их плотность, способствуя тем самым перемещению вод по глубине водоема. В результате загрязненные поверхностные воды могут опускаться в глубинные слои.

Погружение слоев загрязненных вод происходит до тех пор, пока их плотность не уравнивается с плотностью более глубоких слоев воды. При этом образуются придонные загрязнения. Образование глубинных загрязнений характерно для осеннего выхолаживания вод, когда усиливается вертикальная конвекция.

Существенно влияют также на перемещение этих слоев ветер и вызванное им волнение. Этот природный фактор характеризует степень загрязнения водных масс, поэтому при гидрологических и гидрохимических исследованиях необходимо отбирать пробы воды по всей глубине.

Нефтяная пленка на воде может образовывать эмульсии типа "нефть в воде" и "вода в нефти". Высокомолекулярные соединения, смолы и асфальтены способствуют образованию стойкой эмульсии типа "нефть в воде". Эта эмульсия содержит 30–80 % стабилизированного планктона, органических остатков и бактериальной слизи ("шоколадный мусс"), которая практически не поддается бактериальному разрушению. Вода постепенно вымывается, и тогда образуются твердые сгустки — "смоляные шарики". В зависимости от плотности составляющей их нефти они плавают на поверхности, распределяются по водным горизонтам или опускаются на дно.

Эмульсия типа "вода в нефти" способна разрушаться или разлагаться под действием бактерий.

Нефть, взаимодействуя со льдом, способна поглощаться им в количествах до одной четверти от основной массы нефти. Лед, насыщенный нефтью, может при таянии стать источником загрязнения любого района, в который он попадает при ледоходе.

Донные нефтяные загрязнения создают вторичный эффект, частично поглощая растворенный в воде кислород в придонных слоях воды. При этом резко увеличивается количество разлагающихся органических веществ, растет потребление кислорода, который идет на их разложение. Отдельные виды загрязнений могут стимулировать бурный рост некоторых растений и живых организмов, тем самым нарушая сложившееся биологическое равновесие.

Определение качественных и количественных показателей степени загрязнения водоема производится в створах, расположенных выше по течению и в зоне загрязнения. Степень загрязненности воды определяется как отношение фактической концентрации ингредиента к предельно допустимой концентрации (СНиП 1.02.01.85).

Образующиеся водорастворимые или поверхностно-активные продукты способствуют эмульгированию нефти, стабилизации эмульсий из смолистых "асфальтовых" частиц и сульфокислоты.

Тяжелые фракции нефти сравнительно быстро оседают на грунт. Более легкие из них, адсорбируя находящиеся в воде твердые частицы, также постепенно выпадают в осадок, загрязняя грунты водоемов. Резкое уменьшение скорости течения, например, при расширении русел рек, выходе водных потоков из проливов и узких мест, приводит к более интенсивному оседанию взвешенных частиц на дно.

При волнении в мелководных прибрежных зонах скопившиеся на дне нефтепродукты могут захватываться волновым орбитальным движением частиц воды, окатываться ими и приобретать округлые формы диаметром 1–3 см. Под воздействием солнечных лучей они могут погружаться в песок, гальку или налипать на водоросли.

Во влажный песок нефть проникает хуже, но буруны могут заносить ее чистым песком. В период штормов или при сезонных перемещениях песка погребенные таким образом слои нефти могут обнажаться, и обнаруживается загрязнение.

Для очистки береговой зоны от этих загрязнений обычно приходится снимать верхний слой песка толщиной до

10–15 см. Наибольшие затруднения вызывает очистка берега, сложенного из крупных валунов, между которыми нефть может проникать на глубину 0,5–1 м.

2.3. ВОЗДЕЙСТВИЕ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ НА БИОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ВОДОЕМОВ

Эффект воздействия загрязнений на биологический режим водоемов и водотоков очень разнообразен и в каждом конкретном случае имеет специфические особенности.

Поверхностные пленки нефти нарушают баланс энергии и веществ на границе вода–воздух, что приводит к нарушению сложной биологической цепи, присущей жизни водоемов, вызывая постепенное вымирание водных растений и живых организмов.

Динамика изменения свойств сырой нефти после разлива на воде и ее токсичность определяются химическим составом нефти.

Помимо водорастворимых фенольных соединений, наиболее токсичными элементами в нефти являются летучие ароматические углеводороды. В начальной стадии разлива ароматические сырые нефти с содержанием серы до 2,5 % препятствуют протеканию окислительных процессов и являются более токсичными, чем высокопарафинистые нефти с содержанием серы менее 1 %. Окисление может катализироваться солнечным светом и присутствующими в нефти рассеянными металлами, например, ванадием.

Как загрязнители воды нефть и нефтепродукты представляют особую опасность для окружающей среды и ее обитателей. Покрывая тончайшей пленкой участки акватории, нефть нарушает кислородный, углекислотный и другие формы биологически существенного обмена в поверхностных слоях воды, пагубно воздействует на речную, озерную, морскую фауну и флору.

Опасность отравления нефтью возрастает с ростом ее концентрации. При концентрации более 1 мг/м³ она уже проявляется в водной среде, а незначительное содержание (200–400 мг/м³) придает воде специфический запах.

Под воздействием испарения более летучих легких фракций, фотохимического окисления, эмульгирования и биодеградации концентрация нефти в воде уменьшается.

Нефть пагубно действует на планктон, являющийся основным продуктом питания гидробионтов. При концентрации

нефтяных загрязнений выше 800 мг/м^3 происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона и возможно уничтожение планктона в целом. Не все виды фитопланктона реагируют на загрязнения одинаково. На некоторые из них нефть не оказывает никакого воздействия, тем не менее выжившие виды не в состоянии полностью заменить погибшие виды в экологической цепи.

Особенно пагубно нефть воздействует на донные организмы (бентос).

При воздействии даже незначительной концентрации нефти на рыбу происходят изменение состава крови и нарушение углеводородного обмена. Нефть в данном случае оказывает наркотическое действие, и некоторые виды рыбы не стремятся покинуть загрязненную зону.

Содержание нефти в воде выше 1000 мг/м^3 придает рыбе специфический запах и привкус, неустранимый ни при каком виде технологической обработки.

Растекание нефтяной пленки по водной поверхности сопровождается процессами испарения низкокипящих углеводородов, сорбирования на невзвешенных частицах веществ, эмульгирования и растворения. Углеводороды, растворимые в природных водах, являются сложными смесями и содержат насыщенные и ароматические соединения.

2.4. ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ СЖИГАНИИ НЕФТИ НА ВОДЕ

Ликвидация загрязнений на воде иногда бывает связана со сжиганием нефти и нефтепродуктов.

Оксись углерода оказывает опасное воздействие на человека, вызывая глубокое отравление, так как она легче, чем кислород, связывается с гемоглобином крови и образует довольно стойкое соединение — карбоксигемоглобин. Небольшого количества окиси углерода достаточно, чтобы превратить до $2/3$ гемоглобина крови в карбоксигемоглобин.

Во время сжигания нефтепродуктов образуются загрязнители атмосферы (кроме окиси углерода), которые являются исходными для образования нового загрязнителя — фотохимического смога.

Сернистый ангидрид и окислы азота, растворяясь в атмосферной воде, образуют сернистую, серную и азотную кислоты, выпадающие в виде кислотных осадков (дождей), пагубно воздействующих на почву, животных и растительный мир, обитателей подводного мира и человека.

Помимо названных вредных веществ, при сжигании жидких нефти и нефтепродуктов выделяются так называемые бластоогенные углеводороды (бенз-а-пирен и 3,4-бенз-а-пирен), которые являются опасными канцерогенами для человека. Очень токсичны и сернистые соединения, образующиеся при сжигании многосернистой нефти.

Главное токсическое действие сероводорода проявляется не столько в раздражении слизистых оболочек, сколько в общем воздействии на организм (центральную нервную систему, окислительные процессы и кровь).

При одновременном комбинированном воздействии вредных веществ может изменяться характер их токсического воздействия. Суммарный эффект комбинированного воздействия смеси отдельных компонентов может превосходить сумму воздействий этих компонентов в отдельности.

Кроме отрицательного воздействия на человека, например, при концентрации сероводорода в воздухе $5,2-26 \text{ мг/м}^3$, наблюдается острое отравление хвойных и лиственных деревьев, а при концентрации $1,8-5,2 \text{ мг/м}^3$ — хроническое отравление всех растений.

При оценке загрязнения необходимо учитывать направление и силу ветра в районе сжигания, температуру воздуха, возможности приземных температурных инверсий. Это позволяет повысить точность расчета рассеяния и определить опасные метеорологические условия, при которых возможны максимальные приземные концентрации от источника горения.

Загрязнение воздуха увеличивается при туманах. Влияние туманов на содержание примесей в воздухе имеет весьма сложный характер: увеличивается концентрация примесей у земли, изменяется качественный состав примесей и характер их токсического воздействия. Частицы загрязнителя поглощаются водяными каплями с образованием новых веществ: растворение сернистого газа приводит к образованию аэрозоля сернистой кислоты, обладающей большой токсичностью.

Глава 3

БЕЗОПАСНОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЙ ТРУБОПРОВОДАМИ ВОДНЫХ ПРЕГРАД

3.1. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Экологическая безопасность магистральных трубопроводов зависит от их технического состояния, а также от природных и социально-экономических условий территории, на которой они размещены.

Экологический ущерб возникает в результате изменений окружающей природной среды, происходящих вследствие воздействия подводных трубопроводов. Активность природных процессов (подвижка грунта, паводки, деформация русел и т.п.) со своей стороны также снижает устойчивость трубопроводов, пересекающих водоемы и водотоки.

Учитывая значительное влияние подводных переходов на окружающую среду, в Российской Федерации ввели в действие ряд нормативных документов, которые предусматривают государственный мониторинг водных объектов, в том числе специально уполномоченными государственными органами в области охраны окружающей природной среды, создание соответствующих банков данных, с целью оценки и прогнозирования изменений состояния водных объектов.

Федеральным законом Российской Федерации "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" безопасность определена как свойство сооружений, позволяющее обеспечивать защиту жизни и здоровья обслуживающего персонала, населения и окружающей природной среды на протяжении коммерческого периода использования трубопровода.

Обеспечение экологической безопасности магистральных трубопроводов в период их эксплуатации является важной государственной проблемой.

Правительственной комиссией по оперативным вопросам в феврале 1996 г. было поручено Минтопэнерго совместно с рядом министерств, в том числе Госкомприродой и Госгор-

технадзором, провести экологическое обследование трубопроводов.

В марте 1997 г. Правительством Российской Федерации утверждено "Положение о введении государственного мониторинга водных объектов".

В результате экологического обследования конкретных объектов проводится инвентаризация, которая включает ранжирование элементов технической системы магистральных трубопроводов, оказывающих сверхнормативные воздействия на компоненты природной среды на прилегающих к ним участках обследования (количественные и качественные показатели поверхностных и подземных водных объектов, водохозяйственных систем и сооружений, береговой зоны и т.д.).

Определение степени экологического ущерба основывается на оценке произошедшего или ожидаемого воздействия магистральных трубопроводов на окружающую природную среду.

Оценка риска аварий подводных переходов представляет собой исключительно сложную задачу [7, 9, 12]. Она требует учета большого числа различных факторов, способных оказать влияние на объект. Совершенно не ясно, как должен быть выражен критерий количественной оценки риска, который бы суммарно учитывал вероятность опасного воздействия, его экологические, экономические и прочие последствия. На какое воздействие следует обращать внимание в первую очередь: на то, которое менее вероятное, но наносит значительный ущерб, или на то, которое более вероятное, но чревато меньшим ущербом. Не ясен и порядок ранжирования воздействий. Закономерное сомнение вызывает и предложение оценивать некоторые факторы риска в баллах. Такая оценка в отдельности для каждого фактора допустима, а вот как привести их к единому показателю?

Анализ аварий трубопроводов, проработавших более 20 лет, показывает, что их старение влияет на увеличение числа отказов. Это прежде всего связано со снижением защитных свойств изоляционных покрытий, с накоплением и развитием дефектов в трубах и сварных соединениях, процессами усталости металла. Снижаются пластические и вязкостные свойства металла и сварных соединений.

Само по себе старение металла труб ни в коей мере не исключает дальнейшего использования трубопроводов, однако условия их последующей эксплуатации, в частности уровень рабочего давления и температуры перекачиваемого продукта, должны учитывать степень деформационного старения металла.

Для обеспечения безопасной эксплуатации подводных переходов необходимо знать не только показатели физического старения трубы, но и деградацию других ее элементов (изоляционного покрытия, арматуры, заглубление в дно водоема и т.п.), фактическое состояние повреждений, профилактики, ремонта, модернизации, организации управления долговечностью всего объекта.

Надежность и безопасность подводных трубопроводов характеризует ряд факторов техногенного и природного характера, приведенных в табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Основные факторы, определяющие состояние подводного перехода

Группа факторов	Факторы
Дефекты тела трубы и сварных швов	Потери металла; его расслоение; задиры; продольные и поперечные трещины; дефекты геометрии трубы, вмятины, гофры
Внешние антропогенные механические воздействия	Глубина заложения трубопровода; уровень антропогенной активности; степень защиты наземного оборудования; согласование со сторонними организациями проведения работ в охранной зоне
Коррозия	Нормативная обеспеченность средствами ЭХЗ; состояние изоляционного покрытия; коррозионная активность грунта; наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи трассы трубопровода; стресс-коррозия (коррозия под напряжением); биокоррозия
Качество труб	Технология изготовления и марка стали труб; поставщик труб; продолжительность эксплуатации трубопровода
Качество строительно-монтажных работ	Категория участка по сложности производства работ; контроль качества строительных и сварочно-монтажных работ; технология и сезон строительства (прокладки)
Конструктивно-технологические факторы	Толщина стенки трубы; надежность защиты от гидравлических ударов; надежность телемеханики; система контроля утечек; наличие деталей полевого изготовления; наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации
Природные воздействия	Несущая способность грунтов; наличие оползней, карста; водная и ветровая эрозия; сейсмичность района
Эксплуатационные факторы	Эксплуатационная документация; состояние охранной зоны; частота патрулирования (обходов, облетов) трассы; периодичность и качество диагностики и ремонта; квалификация работников; организация обучения персонала; качество связи; система оповещения; план ведения аварийных работ; техническая оснащенность

Как видно из табл. 3, факторы для упрощения сведены в группы, которые могут характеризовать в какой-то мере степень возможного риска и степень планирования мероприятий как по каждому из факторов воздействия, так и по отдельной группе в целом.

Такие же техногенные факторы риска на подводных трубопроводах, как обнажение трубы и критическая длина провисающих участков, по теории надежности относятся к дефектам второстепенной неисправности. Второстепенная неисправность — это ухудшение нормального состояния сооружения, которое не влияет на выполнение основных функций трубопровода. При приближении длины провисающего участка трубы к критическому значению ($L_{кр}$) ситуация на подводном переходе приравнивается к аварийной. Она зависит от характера гидрологической ситуации не только на рассматриваемом переходе, но и на соседних, которые могут быть расположены в одном технологическом коридоре и принадлежать другим предприятиям.

Важным элементом системы безопасности является выбор критических элементов, их ранжирование по критериям безопасности [16, 18].

Для оценки безопасности подводных переходов магистральных трубопроводов могут служить предельные значения количественных и качественных показателей состояния сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии и утвержденные в установленном порядке органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью сооружений.

Эти критерии нашли отражение в строительных нормах и правилах, ведомственных руководящих документах, государственных стандартах.

3.2. ДЕКЛАРАЦИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТА

В соответствии с "Положением о декларации безопасности промышленного объекта Российской Федерации" (постановление Правительства РФ № 675 от 1.07.1995 г.) для проектируемых и действующих объектов, деятельность которых связана с повышенной опасностью, разрабатывается декларация. Целью ее является обеспечение контроля за соблюдением мер безопасности, оценки достаточности и эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации.

Декларация должна содержать:

- анализ риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- оценку условий развития и их возможных последствий, в том числе выбросов в окружающую природную среду вредных веществ;
- характеристику систем контроля за безопасностью;
- сведения об объеме и содержании организационных, технических и иных мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- сведения о создании и поддержании в готовности локальной системы оповещения персонала предприятия и населения о возникновении чрезвычайной ситуации;
- сведения о необходимых объемах и номенклатуре резервов материальных и финансовых ресурсов;
- сведения о подготовке и поддержании в готовности к применению сил и средств;
- сведения об обучении работников объекта способам защиты и действиям в чрезвычайных условиях.

Главным условием обеспечения надежности магистрального нефтепровода является гарантия того, что в течение всего периода эксплуатации не наступит ни одно из недопустимых предельных состояний.

Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 20 июня 1997 г. определил правовые, экономические и социальные основы безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов, направил предприятия на предупреждение аварий и обеспечение их готовности к локализации и ликвидации последствий этих аварий.

Аварии подводных переходов магистральных нефтепроводов наносят наиболее ощутимый ущерб. Поэтому первым шагом к повышению оценки опасности подводных переходов является определение степени риска аварийных выходов нефти и количественное определение ущерба, который может быть нанесен персоналу, занятому транспортом нефти, населению, материальным объектам и окружающей природной среде.

"Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах" утверждена Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г., а основы расчета приведены в "Методическом руководстве по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах" (приведены в [18]).

Декларация безопасности для действующего промышленного объекта разрабатывается в составе проекта. Она включает "Общую информацию": сведения об использовании отчетов по изысканиям в части сейсмичности района строительства, характеристик грунтов, природно-климатических и других внешних воздействий, обоснование численности персонала противоаварийных сил и аварийно-спасательных служб с учетом возможности ликвидации последствий аварии.

В состав раздела "Анализ безопасности промышленного объекта" включаются:

- обоснование количества нефти, выходящей на поверхность;

- обоснование рационального размещения оборудования и помещений с учетом соблюдения разрывов между секциями, местами хранения собранной нефти, пунктами размещения людей, участвующих в ликвидации аварий и проведении ремонтных и восстановительных работ;

- обоснование эвакуации персонала;

- обоснование выбора стойкости конструкций от воздействия поражающих факторов, возникающих при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;

- обоснование рационального выбора технологических и технических решений с учетом снижения возможных уровней опасности от взрывов и пожаров;

- оценка процесса аварии с точки зрения промышленной безопасности с описанием самого процесса и факторов, влияющих на его протекание;

- данные о тепловых процессах, методы и средства предотвращения образования осадков, смол, опасных примесей с учетом способов их удаления.

При описании технических решений, направленных на обеспечение безопасности, дополнительно включаются решения по бесперебойному электрообеспечению и освещенности объекта в ночное время, безопасной доставке материалов.

В раздел об известных авариях включают данные, учитывающие возможные ошибочные действия персонала, о внешних воздействиях природного и техногенного характера, описание сценариев возможных аварий.

Оценка риска чрезвычайных ситуаций включает определение возможных последствий с учетом их вероятности, определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварии, оценку возможного числа материальных объектов, находящихся в зоне риска, оценку ве-

личины возможного ущерба физическим и юридическим лицам в случае аварии.

Выводы включают основные результаты анализа опасностей и риска, а также перечень разработанных мер по уменьшению риска аварий.

Для разработки регламента безопасности подводного перехода проводят комплексные обследования [25]. В этом случае к обследованию подключают все службы управления магистральных трубопроводов (отдел эксплуатации, служба электротехзащиты, управление по ликвидации аварий и др.).

Оценка действительного состояния объекта и прогноз его изменения во времени, выбор методов, устраняющих возникновение опасных состояний, производятся по специальным методическим указаниям и инструкциям. Существуют следующие виды контроля состояния подводных переходов:

- обследование трассы;
- определение планово-высотного положения трубопровода и планово-высотного перемещения;
- определение остаточной толщины стенки труб и напряженного состояния трубопровода в различных сечениях;
- определение состояния изоляционного покрытия и основных характеристик защищенности трубопровода от коррозии (почвенная, электрокоррозия и т.п.);
- определение физико-механических характеристик грунтов, окружающих трубопровод;
- выявление величин отрицательной и положительной плавучести труб;
- определение внешних силовых воздействий на трубопровод на участках различных категорий;
- определение внутреннего давления и температуры стенок в контролируемых сечениях трубопровода.

Все виды обследований и измерений выполняют для отдельных участков подводных переходов по разработанным методикам с применением соответствующих технических средств контроля и в необходимом наборе [10].

Обследование начинают с рекогносцировки подводного перехода. В результате рекогносцировки определяют общее состояние трассы с точки зрения возможного воздействия окружающей природной среды на подводный переход и наоборот. Используют видеосъемку, фотографирование. Выбирают характерные точки и зоны воздействия, дающие представление об изменениях. Устанавливают границы участка с обязательной привязкой к пикетажу и высотной съемке.

Уточнение физико-механических характеристик грунтов

выполняется в соответствии с классификацией их по РД 39-30-497—85. Определяются влажность, коэффициент пористости, объемная масса грунта в естественном состоянии, показатели консистенции и плотности, температура у стенки трубопровода в наиболее холодное и наиболее теплое время года. Физико-механические характеристики грунтов определяют на урезе и через 100 м вдоль оси трубопровода для труб диаметром, равным и большим 1000 мм.

Положение оси трубопровода фиксируется в абсолютных отметках с точностью не ниже III класса. Для подводных трубопроводов абсолютные отметки измеряют через 10 м.

Определяют напряжения в стенках труб, элементах конструкций (соединения и разветвления, переходы с одного диаметра на другой, углы поворота), а также на участках, потерявших устойчивость.

Сварные стыки на участках, изменивших состояние, должны быть проконтролированы физическими методами контроля (ультразвук и т.п.) сразу же после обнаружения изменений.

Все характеристики, измеряемые впервые, принимаются за начальные и обозначаются индексом "0".

Контроль электрохимзащиты коррозионного состояния трубопровода включает:

- определение удельного электрического сопротивления грунтов;

- определение анодных и катодных зон с ожидаемой степенью коррозии в грунтах характерных участков;

- контроль состояния изоляционного покрытия путем измерения сплошности (по методу Пирсона), целостности и толщины изоляции и переходного электрического сопротивления покрытия.

Коррозионное состояние определяют осмотром на переходах и пересечениях с трубопроводами с неудовлетворительным состоянием защитного покрытия, не обеспеченных непрерывной катодной поляризацией защитной величины.

Дополнительно на подводных переходах определяют типы русловых процессов, скорости течений и составляют эпюры поверхностных скоростей в плане и на глубине.

На болотах определяют состояние и соответствие балластировки по всей длине трубопровода. По результатам измерений балластировки определяют фактическую величину отрицательной плавучести труб и с учетом архимедовой силы, действительно необходимую отрицательную плавучесть для обеспечения устойчивости труб.

Для оценки несущей способности трубопроводов используют результаты внутритрубной диагностики, выполненной с помощью магнитных и ультразвуковых диагностических средств.

3.3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ

Согласно правилам эксплуатации магистрального трубопровода основными способами поддержания его работоспособного состояния при заданных параметрах надежности являются техническое обслуживание и ремонт. Стратегия технического обслуживания требует противопоставить каждой возможной ситуации на подводном переходе адекватные контрмеры. В штатном режиме эксплуатации задачей технического обслуживания магистрального нефтепровода на подводном переходе является поддержание его работоспособного состояния путем устранения обнаруженных отклонений от нормативных требований, а также проведение профилактических мероприятий на случай возможного отказа и утечки нефти.

Для более точного отслеживания ситуации на подводных переходах различными авторами предлагалось оборудовать их долговременными стационарными устройствами контроля за оголением трубы.

Однако до настоящего времени предлагаемые системы не нашли практического применения. К основным факторам, ограничивающим применение подобных систем, следует отнести высокую стоимость работ по оснащению действующих подводных переходов, сопоставимую порой со стоимостью прокладки новых трубопроводов, недостаточную надежность, сложность в обслуживании и контроле неисправности. Кроме того, даже при условии безотказного функционирования такая система только сообщает о возникновении неблагоприятной ситуации, но не предупреждает заранее о ее приближении. Поэтому времени для предупредительных мер в этом случае не остается.

Эффективное решение указанных задач возможно только при наличии достоверной информации, достаточно полно описывающей ситуацию на подводном переходе на различных этапах жизненного цикла нефтепровода. Прослеживая тенденцию развития ситуации на переходе, можно прогнозировать ее характеристики на некоторое время вперед, обеспечивая тем самым необходимый резерв времени для приня-

тия необходимых контрмер. Очевидно, что от полноты информации зависит правильность прогноза и, в конечном итоге, эффективность принимаемых мер. Поэтому для сбора данных, в той или иной мере характеризующих состояние подводного перехода, необходимо использовать максимум достоверных источников.

Среди них основными следует считать техническую документацию и результаты изысканий разного вида, данные наружного приборного обследования, внутритрубной диагностики, аэрокосмических наблюдений.

Наибольшая отдача от вкладываемых средств в информационное обеспечение технического обслуживания и ремонта могла быть получена в том случае, если все виды деятельности по сбору данных, их постоянному хранению и обработке, а также доведению информации до конечного пользователя осуществляются в рамках единой географической информационной системы (ГИС).

Основным фактором, отличающим ГИС от других информационных систем, является использование координат в тесной связи с данными для анализа, количественной и качественной оценки ситуации.

Пространственно-распределенная информация хранится в виде географических слоев (трубопровод, рельеф, русловые процессы, хозяйственная деятельность и т.п.), которые совмещаются в любой последовательности и подвергаются обработке с использованием ряда аналитических процедур.

Хранящиеся в ГИС данные могут использоваться как для простого просмотра, так и для организации сложных тематических запросов и расчетов.

Рассмотрим, например, систему диагностики и прогнозирования состояния подводных переходов в ОАО "Сибнефтепровод", самом крупном предприятии по транспортированию нефти в системе АК "Транснефть". Эта система [26] представляет собой совокупность технологических процессов, методических и программных средств и организационных мероприятий. Система диагностики состоит из подсистем, позволяющих реализовывать информационное обеспечение при решении экспертных задач.

В подсистему сбора и подготовки данных входят технологии получения информации и формирования массивов данных по параметрам состояния подводных переходов.

В базу данных входят проектно-справочная, исполнительная, нормативно-техническая, оперативная информация, а также данные внутритрубной диагностики трубопроводов.

Экспертная подсистема состоит из программных средств, позволяющих реализовать такие функции:

- расчет напряженно-деформированного состояния любого выбранного участка трубопровода;

- расчет интенсивности влияния процессов на подводный переход;

- составление ведомостей по выбранным реквизитам;

- расчет площадей возможного загрязнения акватории и береговой зоны в аварийной ситуации;

- проектирование ремонтных работ;

- другие функции, позволяющие реализовать информационное обеспечение базы данных.

Система диагностики отвечает таким критериям качества информации, как объективность и однозначность, точность, полнота в пределах требований принимаемого решения, своевременность поступления, доступность, единство терминологии.

Система диагностики подводных переходов построена на следующих принципах:

- основным инструментом получения информации являются приборные методы и технологии наружной диагностики;

- регламент приборных обследований должен обеспечивать режим регулярного наблюдения за стабильностью ситуации;

- регламент наружных приборных обследований должен быть спланирован в соответствии с решаемыми задачами и в расчете на максимальное использование возможности проведения работ в летнее или зимнее время;

- оборудование каждого перехода долговременными сооружениями для проведения инспекции, в том числе внутритрубной, и средствами постоянного наблюдения по индивидуальному проекту;

- использование единства системы линейных измерений для всех видов диагностики, обеспечивающей возможность сопоставления данных;

- использование и развитие компьютерных методов и средств обработки, хранения и экспертной оценки информации;

- использование в экспертных задачах только апробированных методик прогнозирования, регламентированных соответствующей нормативно-технической документацией;

- развитие экспертных функций, позволяющих повысить уровень мер по защите перехода или режима наблюдения за процессами;

- разработка организационных мероприятий по комплексу

подводно-технических работ, включая единовременное приборное обследование и меры по защите всех коммуникаций, находящихся в технологическом коридоре трассы трубопровода, независимо от их ведомственной принадлежности;

внедрение на всех этапах работы системы контроля качества.

Система диагностики предполагает проведение таких мероприятий, как внутритрубная диагностика, аэро- и космическая фотосъемка, планирование ремонтно-строительных работ.

По своим функциональным свойствам и методам организации система диагностики подводных переходов регионального уровня является наиболее характерной.

Приборная инспекция подводных переходов осуществляется с помощью передвижных диагностических лабораторий, в составе которых имеются измерительная аппаратура, средства связи, жизне- и энергообеспечения, плавсредства и необходимые приспособления. Работа выполняется полевой бригадой специалистов.

В зависимости от вида транспортных средств передвижная лаборатория комплектуется в автомобильном, судовом или вертолетном вариантах. Автомобильный и судовые варианты используются при последовательном ведении инспекции небольшого числа подводных переходов. Вертолетный (облегченный) вариант комплектации предусматривает высадку полевой бригады в труднодоступных и отдаленных местах для выполнения работ на небольших переходах.

Система диагностики в ОАО "Сибнефтепровод" осуществлена путем установки и адаптации программных средств, обучения персонала, организации режима дальнейшего наблюдения за состоянием подводных переходов и информационного пополнения базы данных.

Глава 4

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ПЕРЕХОДАХ

4.1. ИЗНОС И ПОВРЕЖДЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ

Несмотря на защитные изоляционные покрытия, подводные трубопроводы подвержены износу, который можно характеризовать как постепенное коррозионное разрушение металла и изоляционного покрытия.

По данным нефтяной секции Западноевропейской организации по вопросам защиты окружающей среды в течение пятилетия (1980—1984 гг.) на 200 магистральных трубопроводах Европы 40 % аварий произошло вследствие коррозии.

Нарушение изоляции приводит к тому, что за счет разности концентраций растворов, находящихся в воде, осмотически происходит их проникновение под покрытие.

Механизм разрушения изоляционного покрытия под водой, предложенный Киттенбельбергом и Элма, основан на предположении, что в данном случае имеет место электроосмотический процесс, при котором проникновение влаги через полупроницаемое изоляционное покрытие происходит под действием приложенной разности потенциалов. Проникновение влаги к поверхности металла приводит к вспучиванию покрытия за счет нарушения адгезии (прилипания) изоляционного слоя к металлу.

Электролиты, в которых растворителем является вода, оказывают сильное диссоциирующее и растворяющее действия на кристаллы металла. Атомы железа, расположенные на поверхности трубопровода, соприкасаясь с электролитом, подвергаются воздействию силового поля молекул воды, которые могут "внедряться" в кристаллическую решетку металла. Силовое воздействие может быть настолько большим, что нарушается связь атомов металла с кристаллической решеткой. При этом атомы металла переходят в электролит, образуя ион-атомы, несущие заряд. Вокруг ион-атомов ориенти-

руются молекулы воды (диполи). Атомы железа в электролите имеют положительный заряд, а поверхность металла оказывается заряженной отрицательными зарядами.

Электрохимические процессы на анодных и катодных участках трубопровода различны, но всегда взаимосвязаны. Ионы железа и гидроокиси образуют нерастворимый осадок $\text{Fe}(\text{OH})_2$, который может разлагаться на окись железа Fe_2O_3 и воду. Во время реакции окисления электроны (e) перетекают к катодному участку и участвуют в реакции восстановления.

Электрохимическая теория коррозии [23] связывает ее с работой коротко замкнутых гальванических элементов, существующих на поверхности металла. Ионы металла на анодных участках переходят в раствор в количестве, эквивалентном реакции, происходящей на катодных участках. Эта реакция в большинстве сред происходит быстро, о чем свидетельствует отсутствие сильной поляризации железа при наложении внешнего анодного тока. При коррозии железа скорость контролируется катодной реакцией. Эта реакция протекает довольно быстро в кислотах и медленно в щелочных или нейтральных водных растворах.

В нейтральной воде значительная коррозия железа происходит при наличии растворенного кислорода. В воде, насыщенной воздухом, начальная скорость коррозии может достигать почти 1 мг/см^2 за сутки. Эта скорость снижается в течение нескольких дней по мере образования пленки окислов железа (ржавчины), которая служит барьером для диффузии кислорода. Скорость коррозии в стационарном состоянии может быть в пределах от $0,1$ до $0,25 \text{ мг/см}^2$ в сутки и повышается с увеличением скорости движения воды относительно поверхности металла. Скорость коррозии также пропорциональна концентрации кислорода.

Скорость коррозии в некоторых средах бывает гипервысокой. Такие высокие скорости объясняют наличием сульфатвосстанавливающих бактерий. Бактерии существуют только в условиях небольшой аэрации в водной среде с $\text{pH} = 5,5 - 8,5$. Бактерии легко восстанавливают неорганические сульфаты и сульфиды в присутствии водорода, который они потребляют, образуя ржавчину и FeS .

Сильная коррозия из-за влияния сульфатвосстанавливающих бактерий обнаруживается в подземных трубопроводах.

Соли, растворенные в воде, влияют на коррозию железа. Так, с повышением концентрации хлористого натрия скорость коррозии увеличивается, затем снижается и в насыщенном растворе (26 % NaCl) падает до более низких значе-

ний, чем в дистиллированной воде. Это, видимо, связано с изменением защитных свойств диффузионной барьерной пленки ржавчины.

Аммонийные соли, например NH_4Cl , вызывают большие скорости коррозии, что соответствует их значениям pH. Коррозионная активность нитрата аммония при высоких концентрациях выше (в 8 раз), чем хлорида или сульфата, отчасти из-за деполяризующей способности иона NO_3^- . При наличии избытка нитрата аммония, что встречается в растворах некоторых удобрений, скорость коррозии металла может достигать очень высокого значения (5 см/год).

Соли, гидролизующиеся с образованием растворов, имеющих $\text{pH} > 10$, действуют как ингибиторы коррозии. Примером таких солей могут быть тринатрийфосфат (Na_3PO_4), силикат натрия (Na_2SiO_3) и карбонат натрия (Na_2CO_3).

Коррозия — это не только ржавление и потускнение. Она может привести к растрескиванию или потере прочности или пластичности стали за счет так называемого "перенапряжения водорода" на катодных участках.

Одним из возможных путей, способствующих проникновению внутрь решетки водорода, могут быть пороки стали, обусловленные нарушением технологии еще в процессе выплавки и разлива сталей. При прокатке листов с этими пороками в виде слиточных рванин, плен, наколов и других изъянов (ГОСТ 21014—75), превращенных в дальнейшем в трубные стали, в последних возникают скрытые дефекты (рис. 3).

Повышенная концентрация водорода на поверхности, в зоне скрытых дефектов, способствует внедрению атомов водорода в стальную решетку, создает внутренние напряжения, достаточные для появления самопроизвольного растрескивания.

Видимо, по этой причине в некоторых рассолах буровых скважин, содержащих H_2S , затруднено применение низколегированных стальных трубопроводов. В результате небольшой общей коррозии трубопровода образуется водород, часть которого входит в напряженную сталь и вызывает водородное растрескивание. В то же время при проникновении водорода в низкопрочные стали происходит вспучивание, а не растрескивание.

На подводных трубопроводах скорость движения воды влияет на скорость коррозии металла. В пресной воде значение pH настолько велико, что влияние водорода незначитель-

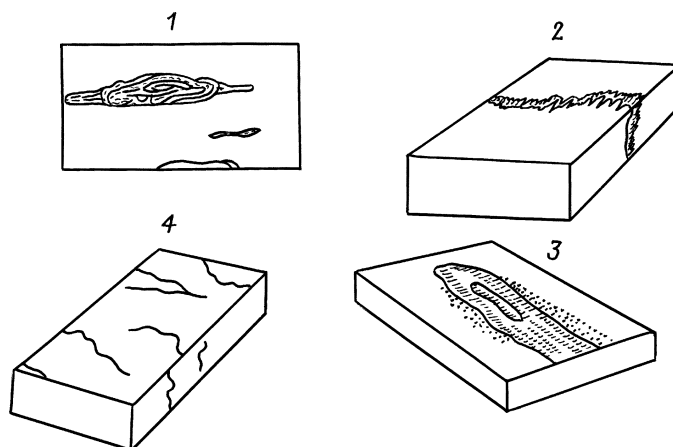


Рис. 3. Примеры дефектов поверхности стальных листов, которые образуются в результате прокатки и инициируют коррозию трубопроводов: 1 — раскатанное загрязнение; 2 — слиточная пленка; 3 — раскатанный пригар; 4 — слиточные рванины

но. Повышение скорости движения воды, благодаря которому осуществляется большая подача кислорода к поверхности, вначале увеличивает скорость коррозии, а затем снижает ее. Но за счет шероховатости металла и загрязненности воды происходит истирание пассивирующих пленок на стали, вследствие чего процесс коррозии развивается.

Природные пресные воды содержат растворенные соли кальция и магния различных концентраций, зависящих от происхождения и месторасположения источника. Если концентрация таких солей высока, вода называется жесткой, если низка — мягкой. Коррозионная активность мягкой воды больше, чем жесткой: баки для горячей воды из оцинкованного железа служили 10–20 лет в воде, содержащей 34 мг/л Ca^{2+} и 157 мг/л растворенных веществ, а в воде, содержащей 5 мг/л Ca^{2+} и 43 мг/л растворенных веществ, служили 1–2 года. Механизм защиты в жесткой воде заключается в образовании естественного осадка в виде диффузионной барьерной пленки, состоящей в основном из карбоната кальция (CaCO_3). Эта пленка тормозит диффузию кислорода к поверхности металла. Способность CaCO_3 осаждаться на металле зависит также от общей кислотности или щелочности, pH и концентрации растворенных веществ в воде.

В водах с большим содержанием растворенных солей, таких как NaCl, на отдельных участках пленки могут терять

свою защитную способность. В результате этого происходит питтинговая коррозия.

Добавки в низколегированных сталях играют незначительную роль в общей скорости коррозии в воде или в грунте, тем не менее состав стали имеет существенное значение при работе теплопар из различных сталей. Например, в природной среде сталь с небольшим содержанием никеля и хрома является катодной по отношению к малоуглеродистой стали. Отсюда следует, что стальные болты и гайки, применяемые для соединения подземных или подводных труб, бандажей и хомутов, устанавливаемых на этих трубопроводах, всегда должны изготавливаться из стали с аналогичным составом, которая должна быть катодом к основной конструкции (малый катод, большой анод). Если произойдет перемена полярности (переполюсовка), то может возникнуть серьезное коррозионное разрушение болтов и конструкции, например, хомута, прижима и т.п.

Защита подводных нефтепроводов, имеющих противокоррозионное покрытие, достигается при осуществлении активной электрохимической защиты (катодной, дренажной, протекторной). Выбор вида защиты диктуется технико-экономическими соображениями.

Различают электрохимическую коррозию в электролитах, которая происходит в металле под действием водных растворов солей и кислот или природных вод (подводные переходы через реки, озера, болота); почвенную коррозию под действием почвенного электролита вследствие неоднородности металла (примеси, содержащиеся в стали, образуют локальные гальванические элементы, в которых анодом является чистое железо — феррит, поэтому оно и разрушается). В переменном горизонте воды, т.е. на урезах берегов рек и болот, происходит почвенная и атмосферная коррозия.

Электроизмерения на подводных переходах в процессе полевых исследований определяют степень коррозионной активности грунтов по отношению к трубопроводу, которая характеризуется удельным электрическим сопротивлением ρ — сопротивлением протеканию электрического тока в условном почвенном проводнике площадью поперечного сечения 1 м^2 и длиной 1 м . Отсюда ρ выражается в $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$ [5].

Степень коррозионной активности грунтов ρ , $\text{Ом} \cdot \text{м}^2$	
Низкая.....	Свыше 100
Средняя.....	20 — 100
Повышенная.....	10 — 20
Высокая.....	5 — 10
Весьма высокая.....	5

Об эффективности применяемых способов защиты судят по степени снижения скорости коррозии. Для этого используют коэффициент защищенности или коэффициент защитного действия

$$K_z = (v_k - v_{k'}) \cdot 100 \%,$$

где v_k — скорость коррозии без применения защитных мероприятий; $v_{k'}$ — скорость коррозии при осуществлении защитных мероприятий. При полной защите, когда $v_{k'} = 0$, $K_z = 100 \%$.

Поэтому для обеспечения длительной безаварийной работы нефтепровода должны быть выбраны такие способы защиты, которые бы обеспечивали полную его защиту.

При нанесении покрытий на подводных переходах и в поймах рек переходное сопротивление изоляции нормального типа должно быть не ниже 10^4 Ом·м², а усиленного — не ниже 10^5 Ом·м², адгезия должна быть не менее 0,25 МПа при 20 °С и отсутствии отслаивания изоляции при отрыве, при отсутствии пробоя и напряжении на щупе дефектоскопа не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции.

Для защиты изоляции от механических повреждений на подводных переходах применяют полимерно-дегтебитумные (ПДБ) и полимерно-резинобитумные обертки, которые морозо-, тепло-, водо- и биостойки.

Опытом установлено, что циклические знакопеременные температуры в северных районах России оказывают большое влияние на скорость коррозии трубопроводов. Замечено, что при авариях трубопроводов происходят локальные разрушения труб вдоль плоскости, к которой приложено растягивающее усилие. Причиной повышения опасности разрушения труб из-за их хрупкости являются низкие температуры грунтов, а также продолжительное воздействие низких температур при хранении на открытом воздухе.

Принятый критерий минимального защитного потенциала ($-0,85$ В) в северных условиях не всегда является оптимальным. При наличии сульфатвосстанавливающих бактерий наблюдается недозащита; при температуре эксплуатации, близкой к нулю, — перезащита трубопроводов.

Катодная защита при высоких плотностях тока может протекать по механизму образования в дефектах изоляции атомарного водорода. Скопление водорода приводит к отслаиванию покрытий в водных средах и может создавать опасность растрескивания наиболее твердых околошовных участков стенки трубы [7].

4.2. ДИАГНОСТИКА ДЕФЕКТОВ В ТРУБОПРОВОДАХ

Диагностика дефектов в подводных трубопроводах является ключевым направлением общей стратегии их целостности.

В процессе длительной эксплуатации труб из-за физико-химического воздействия, напряжения и коррозионной среды происходит изменение структурного состояния металла, что оказывает влияние на его конструктивную прочность. Основные факторы, от которых зависит сопротивление разрушению металла труб, можно условно разделить на две группы: внутренние (структурные) и внешние (эксплуатационные).

К первой группе относятся изменения структурного состояния, связанные с процессами старения металла, деформационного старения, накопления дефектов кристаллического строения типа микротрещин под влиянием силовых и химических воздействий в ходе длительной эксплуатации.

Коррозионные повреждения, которые могут развиваться в нескольких плоскостях, часто труднее выявить и оценить, чем механические, для которых обычно характерно распространение в одной плоскости.

Коррозия может приводить к утончению стенок трубопровода, образованию локальных питтинговых язв или зон сплошной коррозии, одиночных или разветвленных трещин. По мере старения трубопроводов увеличивается вероятность развития существующих и появление новых коррозионных повреждений. Коррозия остается наиболее частой причиной повреждений и аварий.

Наряду с коррозионными дефектами в стенках труб обнаруживается много дефектов металлургического характера типа расслоений металла, а также дефектов геометрии, возникающих при строительно-монтажных работах (вмятины, гофры).

К внешним факторам разрушения металла относятся: уровень рабочего давления, температура перекачки, коррозионно-активная среда, подвижки грунта (в том числе вследствие регулярных паводков, оползней, землетрясений и т.п.).

Известные в настоящее время критерии применимы для ограниченного числа коррозионных повреждений. Не существуют какие-либо правила долговременной стратегии в отношении трубопроводов, в которых выявляются тысячи коррозионных зон, которые не могут быть немедленно подвергнуты обследованию и ремонту.

Очень трудно ответить на вопрос, как будет развиваться коррозия, находясь под слоем защитной изоляции. Следует

также учитывать и тенденцию к разрастанию и слиянию коррозионных пятен. Хотя каждое из пятен не угрожает целостности трубопровода, при их слиянии может возникнуть угроза повреждения.

Имеются несколько моделей определения скорости развития коррозии. Одна из них предусматривает оценку остающегося срока службы трубопровода по формуле [7]:

$$T = (t_{\min} - t_{\lambda}) v_k,$$

где $t_{\min}$ — минимальная фактическая толщина стенки трубы; t_{λ} — минимальная допустимая толщина стенки, рассчитываемая исходя из допустимых напряжений; v_k — максимально допустимая скорость развития коррозии для данной трубопроводной системы.

Моделирование с использованием приведенного уравнения требует обработки большого объема информации, полученной путем проведения неразрушающей инспекции и коррозионного обзора.

Согласно современным представлениям о долговечности магистральных нефтепроводов, эксплуатирующихся в условиях коррозионноусталостного нагружения, расчетное число циклов до разрушения должно составить 12000 (при средне-статистической частоте малоциклового нагружения, равной примерно одному циклу в сутки и нормативном сроке эксплуатации, равном 33 годам). При таких условиях повышение долговечности трубопровода может быть достигнуто за счет снижения давления перекачиваемого продукта или замены трубопровода. Давление продукта для обеспечения долговечности должно соответствовать величине кольцевых напряжений в стенке трубы, равной $0,7 \sigma_T$. Близкие значения величин кольцевых напряжений оговорены в стандартах ряда зарубежных стран. Так, в американском стандарте ANSI/ASME B31.G оно составляет $0,72\sigma_T$ [28, 29].

Чтобы решать задачи безопасности трубопроводов, потребовалось принципиально пересмотреть отношение к вопросам диагностики. Это было непростой проблемой, так как существующие трубопроводы не были оборудованы для проведения современных методов диагностики, несмотря на то, что в других странах мира они появились много лет тому назад.

Еще в 1979 г. французская компания Elf Aguitaine использовала внутритрубный дефектоскоп для выявления дефектов и повреждений трубопроводов. Тогда с его помощью был обследован подводный трубопровод $\varnothing 762$ мм протяженнос-

тью 203 км, транспортировавший нефть от месторождения Пайпер к перевалочной нефтебазе Флотта в Северном море. В 1984 г. на этом же трубопроводе стали использовать аналогичные снаряды компании Trans Canada и в 1991 г. — British Gas.

Результаты инспекции выявили серьезные коррозионные повреждения, что привело к частичной замене труб, и дали толчок к созданию более эффективных дефектоскопов. Поскольку затраты на использование этих дефектоскопов были значительно выше, чем у других фирм, на рынке появились различные модификации внутритрубных снарядов компаний H. Rosen Engineering, Pipetronix, Rontgen Technische Dienst, TD Williamson и других [31].

В 1994 г. в России был создан Центр технической диагностики "Диаскан", который начал внедрять профиломеры "Калипер", ультразвуковые дефектоскопы "Ультраскан WM", магнисканы MFL (см. фото 2). За короткий период только Центр "Диаскан" выполнил внутритрубную диагностику на магистральных трубопроводах общей протяженностью более 40 тыс. км, выявив большое количество дефектов. В связи с этим возникли актуальные задачи определения остаточного ресурса трубопроводов при наличии концентраторов напряжений в металле, ранжирования участков по степени их опасности, локализации поврежденных мест и их устранению.

Для профилометрии (аномалии геометрии трубопровода, вмятины, гофры, овальности, сужения поперечного сечения, препятствующие пропуску внутритрубных дефектоскопов), используют "Калиперы".

Обнаружение коррозионных дефектов, которые являются основной причиной аварий магистральных нефтепроводов (около 35 %), выполняют с помощью ультразвуковых и магнитных дефектоскопов. Ультразвуковые дефектоскопы позволяют осуществлять прямое измерение толщины стенки трубопровода, более точно определять геометрические параметры и однозначно интерпретировать протяженные дефекты, потери металла, расслоения, неметаллические включения.

Магнитные снаряды типа MFL измеряют толщину стенки с меньшей точностью, но лучше выявляют небольшие глубокие потери металла, которые в отличие от протяженных дефектов не могут, с точки зрения прочности, привести к разрушению трубы. Данные снаряды способны обеспечить достаточную интерпретацию дефекта и точность его измерения при условии адаптации этого аналогового метода к конкрет-

ной трубе и конкретному типу дефектов в ней. Достоинством магнитных снарядов является возможность выявления дефектов поперечных сварных швов (непроваров, несплавлений, шлаковых включений).

Для обнаружения трещиноподобных дефектов в сварных швах (сварочные трещины, непровары корня шва, подрезы, несплавления и т.п., усталостные трещины, развивающиеся из дефектов сварных швов и основного металла стенки трубы, стресс-коррозионное растрескивание) используется ультразвуковой дефектоскоп "Ультраскан CD".

Накопление информации о каждом конкретном дефекте по результатам 2–3 обследований позволяет определять остаточный ресурс трубопровода, назначать безопасные режимы его эксплуатации, планировать во времени их ремонт.

Оценка степени повреждения трубопровода позволяет определить максимальное давление, при котором трубопроводы могут эксплуатироваться в безопасном режиме без ремонта выявленных дефектов или определить условия, при которых необходимы ремонт или замена поврежденных участков.

Опубликованные за рубежом методы оценки работоспособности трубопровода с дефектами главным образом основаны на полуэмпирических опытах, разработанных Баттелли в начале 70-х годов. Эта работа привела к разработке критерия допустимого дефекта, на основании которого была выпущена первая редакция стандарта ANSI/ASME B13G. К 1991 г. был предложен ряд модификаций, которые были включены в новое издание стандарта ANSI/ASME B13G-1991.

Детерминистический (реалистический) анализ коррозионного повреждения металла трубы и расчет давления, при котором произойдет разрыв трубопровода в точке этого повреждения, а также продолжительность периода, в течение которого можно безопасно продолжать эксплуатацию, предложен фирмой British Gas.

При оценке безопасности давления в соответствии со статистическим анализом учитываются только трубы с наиболее глубокими коррозионными повреждениями, характеризующиеся наивысшей степенью риска. Возможен также отбор труб с наивысшей степенью общей коррозии. При этом расчет по нижним границам дает реалистическую оценку предельно допустимого для данного трубопровода рабочего давления, а также время его безопасной эксплуатации.

Оценка опасности дефекта ведется по критериям общей прочности дефектов трубы при нагружении давлением без

учета месторасположения этих дефектов. Методикой определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами решающее значение в классификации опасности имеет взаимодействие дефектов, которое при определенных условиях может привести к раскрытию трубопровода в результате потери металла.

Важным критерием при эксплуатации трубопроводов принимается проходное давление в любом сечении, определенное расчетом на прочность. Этот критерий является интегральной характеристикой, определяющей безопасность до момента, когда прочностные показатели нефтепровода меняются вследствие старения или появления дефектов.

Рабочее давление определяется отдельно для режимов работы в пределах одного участка нефтепровода с законченным технологическим циклом или режимов работы нефтепровода в пределах более одного участка с законченным технологическим циклом.

Кроме опасных, имеются и потенциально опасные дефекты, которые состоят из группы дефектов, объединенных признаками геометрических параметров по расчету на прочность. К ним относятся дефекты, находящиеся на участках с повышенным экологическим риском (в том числе подводных переходов), имеющие положительную динамику развития параметров во времени, параметры которых равны или превосходят пороговые значения [8].

С помощью согласованных с Госгортехнадзором России методик расчета дефектосодержащих участков трубопроводов производятся расчеты на прочность труб с дефектами при статическом и малоцикловом напряжениях с точностью порядка 10 %, что вполне достаточно для практических целей [27].

В результате расчета для каждого дефекта определяется степень опасности, в соответствии с которой дефекты классифицируются по трем категориям: "опасные", "неопасные" и "недопустимые". Для "неопасных" дефектов, учитывая, что они составляют абсолютное большинство из всех обнаруживаемых "Ультрасканом", дополнительно вводится подкатегория "потенциально опасных".

Анализ результатов внутритрубной инспекции магистральных нефтепроводов на основе информационно-аналитической системы "Эксперт", которая хранит все особенности (дефекты, точки-ориентиры, отдельные трубы, участок трубы, задвижки), можно выполнять расчет дефектов на проч-

ность в режиме динамического изменения и ввода исходных данных.

В системе существует возможность выбирать дефекты по остаточной толщине стенки трубы, что может служить критерием степени его опасности, или по допустимому рабочему давлению.

Для некоторого обследованного участка магистрального трубопровода построена кривая, характеризующая границу опасности коррозионных дефектов типа коррозионных язв и коррозии пятнами. Принято условие разрушения трубопровода по этому дефекту при величине разрушающего давления на уровне максимального испытательного по СНиП III-42.80. Все дефекты, лежащие на кривой, имеют одинаковую степень опасности.

Для "опасных" дефектов расчетное допустимое давление принято ниже нормативного (по СНиП 2.05.05–85).

Информация, полученная в результате выявления внутри-трубной дефектоскопией коррозионных повреждений, может быть использована для выработки стратегии эксплуатации конкретного трубопровода в будущем.

4.3. ВОЗДЕЙСТВИЕ ГИДРОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА НАДЕЖНОСТЬ ПЕРЕХОДОВ

Для обеспечения надежной работы подводных переходов важное значение имеет прогнозирование возможных повреждений и своевременное устранение причин, которые могут вызвать предаварийное и аварийное состояние. К ним относятся:

- переформирование русла и берегов реки в створах переходов, в результате чего размывы участки трубопровода подвергаются силовому воздействию потока, льда, опасности механического разрушения;

- укладка трубопровода в дно реки и врезка в берега с отступлением от проекта при строительстве или в результате экстремальных природно-климатических изменений;

- коррозионное разрушение металла трубы вследствие химического или электрохимического взаимодействия с внешней (коррозионной или агрессивной) средой;

- возникновение и развитие эрозионных зон вдоль прибрежной трассы перехода (растущие овраги, промоины и т.п.).

Ретроспективный анализ причин повреждений показывает, что в результате вибрации размывов участков под воздействием потока произошло 72 % аварий, повреждения проходящими судами и их якорями — 11 %, местной коррозии — 5 %, коррозии поверхности — 4 %, некачественной сварки стыков и приварки усилительных муфт — 4 %, повреждения трубопроводов льдом — 2 %, эрозии береговых зон — 2 %.

Подводные переходы, расположенные под судоходными трассами рек и каналов, наиболее подвержены механическим повреждениям из-за размывов, оползней, волочения якорей, углубления дна. Утечки нефти, газа, конденсата и других загрязнителей нередко обнаруживаются через 12 ч и более после начала их проявления. Опасные утечки загрязняющих веществ остаются незаметными в течение длительного времени, наносят ущерб всем экологически значимым объектам окружающей среды.

Турбулентный поток в придонном слое вызывает перенос твердых частиц за счет потока постоянных импульсов. Число частиц зависит от вероятности возникновения повышенных скоростей пульсации: чем интенсивнее пульсация, тем выше поднимаются частицы. Так как пульсация происходит постоянно, то и процесс движения твердых частиц является непрерывным.

Существует некоторый предел скорости течения, при которой частицы не переносятся потоком воды. Эта скорость течения называется неразмывающей. С некоторой степенью приближения можно определить соотношение между размывающими и неразмывающими скоростями:

$$v_p = 1,4 v_n.$$

Знание этого соотношения важно для практических целей, когда требуется решать задачи, связанные с деформациями рельефа определения крупности песчаных или гравелистых частиц, залегаемых или отсыпаемых в ложе трубопровода.

Размыв дна, сложенного связными глинистыми породами, которые представляют собой полидинамические системы, состоящие из частиц различной крупности, происходит иначе. Наиболее активную роль играют глинистые частицы диаметром менее 0,002 мм, которые составляют около 30 % этой системы. Глинистые породы активно взаимодействуют с водой, которая изменяет степень подвижности частиц и пластичность. Однако при воздействии внешних усилий трещины в этой породе не образуются.

Дно русел, сложенных глинистыми грунтами, размывается

по-разному, что зависит от режима водной преграды. Например, при прочих равных условиях каналы, работающие на переменном режиме, размываются интенсивно, а на постоянном — менее интенсивно или не размываются совсем.

Вибрация трубопровода под воздействием потока воды приводит, как известно, к усталости металла. Это возможно при образовании безопорных участков или недостаточным заглублением трубопроводов в дно водных преград.

Механизм разрушения после размыва: оголение трубопровода — возникновение колебания размывтого участка — вхождение участка в резонансный режим со сложной эпюрой колебаний — разрушение. Длительное размывание трубопровода даже без колебаний также способствует быстрому нарушению футеровки, изоляции, механическим повреждениям.

Причинами размыва являются переформирование русла и берегов реки в створах переходов, в результате чего размываемые участки трубопровода подвергаются силовому воздействию потока, опасности механического разрушения, в результате экстремальных природно-климатических изменений [1, 13].

Одна из причин повреждений трубопроводов на подводных переходах — деформация береговой линии. Изменение прочностных и структурных свойств грунтов в период строительства приводит к нарушению равновесия береговой зоны. Нередко во время эксплуатации, особенно первоначально, наблюдаются ее локальные разрушения, которые являются результатом воздействия водного потока, ветровых волн и атмосферных осадков на грунт нарушенной структуры. Так, характеристики грунтов, из которых сложены берега сибирских рек (Ватинский Еган, Демьянка, Иртыш и др.) резко изменились после завершения строительства: сопротивление грунта сдвигу уменьшилось в 1,5 раза, сцепление — в 10 раз, а пористость увеличилась в 1,3 раза [6]. Возрос коэффициент фильтрации грунтов. В результате из-за разрыва структурных связей происходит нарушение устойчивости земляных масс в береговой зоне, создаются условия, благоприятные для образования оползней в зоне расположения магистральных трубопроводов.

Следовательно, во избежание аварий подводных переходов основным условием их безаварийности является заглубление в дно с учетом предполагаемой деформации русла реки.

Интенсивность деформаций русла во времени зависит не только от свойств грунтов, слагающих ложе реки, а и скоростей течения. С изменением сезонных расходов меняются

гидравлические характеристики потока (глубина, продольный уклон, скорость течения), что приводит к соответствующей перестройке форм рельефа дна. Интенсивность деформации русла зависит также от действия льда, ветра, береговой растительности и антропогенной деятельности.

Устойчивость грунтов против эрозии зависит от размера, удельного веса и связности составляющих грунт частиц. При одинаковых скоростях течения наиболее интенсивные деформации будут происходить в речном русле, сложенном из мелких и песчаных фракций, легко поддающихся размыву, чем из гравелистых фракций. На реках с гравелистыми грунтами паводок может проходить несколько недель, не успевая оказать значительного воздействия на рельеф дна. В то же время на реках с высокой подвижностью переформирование русла происходит интенсивно, часто в течение нескольких дней и даже часов.

При устройстве подводных траншей, разрабатываемых на переходах до паводка и оставляемых открытыми до межени уровней, происходит их замыв, поскольку с сезонными изменениями глубин, скоростей течения и уклонов меняются места аккумуляции и размыва наносов.

Дноуглубительные работы изменяют форму перекатов, ширину русла и высоту меженных уровней.

В годы с высоким уровнем воды скорость перемещения перекатов и излучин вниз по течению увеличивается от 100 м в год до нескольких метров в сутки. При таких условиях возникают аварийные ситуации на подводных переходах.

Ледовый режим существенно влияет на русловые процессы, особенно в областях с мощными наледями (таранами). Даже каменное покрытие, примерзаемое к толстому льду при подъеме воды, уносится течением, обнажая трубопровод на берегу, постепенно уничтожая террасы, и усиленно подмывая коренные берега (переход через Татарский пролив).

На больших реках разрушению берегов способствует действие ветра вследствие образования волн и навала льда, плывущего к берегу. Поскольку высота ветровых волн прямо пропорциональна ширине водной преграды, то разрушение берегов происходит как во время разливов, так и в меженный период.

Существенное влияние на процесс руслообразования оказывает молевой сплав. Затонувшие топляки, скапливаясь на дне, затрудняют глубинную эрозию, зато удары плывущих бревен разрушают береговые откосы.

На всех водотоках страны более столетия ведутся наблю-

дения и составляются лоцманские карты. Это позволяет использовать плановые материалы при анализе перемещений лощин и побочней за определенные промежутки времени и формировать представление о развитии процесса русловых переформирований на отдельных участках рек, сделать вывод о правильности выбранного створа или методов управления русловыми процессами на конкретном переходе.

Воздействие на русловой режим рек углубительных работ может быть значительным и трудно поддающимся прогнозированию, потому что изменяются форма перекатов, ширина русла и высота меженных уровней. Поэтому заглубление трубопроводов на подводных переходах должно проектироваться с учетом возможных землечерпательных работ в перспективе.

Неблагоприятны для сохранности подводных переходов выпрямительные работы, изменяющие режим реки. Устройство бун, изменяющих направление динамической оси потока для улучшения судоходных условий, может привести к боковой эрозии и размыву грунта в основании уложенных трубопроводов.

Созданные водохранилища существенно изменяют русловые процессы и ледовый режим. В одних случаях они, уменьшая расход воды, в половодье, способствуют сохранению подводных переходов, в других — неизбежная переработка коренных берегов может привести к аварии трубопроводов.

Построенный подводный переход влияет на естественный русловой процесс. Деформация русла в месте выбранного створа перехода будет зависеть от характера и интенсивности русловых переформирований участка реки выше створа сооружения. Поэтому при инженерных изысканиях в процессе эксплуатации следует выполнять детальное исследование деформации русла реки на протяжении до 10–15 км выше створа перехода. Только на основании использования этих исследований может быть обеспечена безаварийная эксплуатация переходов в течение 30–50 лет после окончания строительства.

Длина, заглубление, конструкция берегоукрепления будут зависеть от глубинной и боковой эрозии русла. В некоторых случаях эрозия русла определяет выбор диаметра и числа ниток трубопроводов на переходах.

Подводный трубопровод, уложенный без учета возможной деформации русла, в результате эрозионных явлений будет провисать в створе перехода. С момента провисания трубо-

провода размывающее действие потока воды, обтекающего трубопровод снизу, будет увеличиваться с одновременным удлинением безопорного участка и стрелки прогиба. Максимальные напряжения от веса провисающего трубопровода возникают в местах заделки в грунт. В результате воздействия потока, вызывающего колебания трубопровода, могут возникнуть знакопеременные нагрузки, которые приводят к нарушению поверхности изоляции и к изменению структуры металла на границах провисающих участков и повышению хрупкости стали.

Трубопроводы могут прокладываться на узком или широком участке реки. На узком участке возникают большие скорости при одинаковых расходах воды в реке и средних глубинах и, следовательно, при равных геологических условиях возможны более частые и значительные деформации русла. В случае размыва дна на узком участке реки провисающий трубопровод будет испытывать большее гидродинамическое давление. Поэтому для сооружения перехода иногда целесообразнее выбирать более широкий участок реки, несмотря на связанное с этим увеличение длины трубопроводов. Затраты на сооружение перехода, как правило, не увеличиваются, так как на более узком участке потребуются большее заглубление трубопровода с соответствующим повышением стоимости подводных земляных работ, техническими трудностями по прокладке и во время эксплуатации.

Подводные трубопроводы на обнаженных и провисающих участках, кроме динамического воздействия потока, подвержены истирающему действию влекомых наносов. Имеется ложное мнение, что на обнаженных участках для защиты от коррозии достаточно увеличить защитный потенциал тока, поскольку обследование трубопровода под водой показывает, что его поверхность на ощупь не имеет коррозионного износа. Однако из-за истирающего воздействия наносов коррозионный слой постоянно смывается потоком.

Кроме того, обнаженный трубопровод приводит к повышению возможностей повреждения от судовых якорей, волокуш, а также обрастанию различными водными организмами.

Обрастатели создают неблагоприятные условия для эксплуатации трубопроводов за счет повреждения изоляционных покрытий, развития коррозии, в особенности местных коррозионных повреждений. Так, на подводном переходе через Волгу обнаружено повреждение битумной изоляции личинками ручейника (*Trichoptera*). На кусках изоляции, находившейся под водой немногим более одного года, было найдено

большое количество личинок, а местами изоляция разъедена на глубину 4–5 мм.

На болотах изоляция разрушается на всю ее толщину за счет прорастания водных растений. Образующиеся при этом полости заполняются продуктами гниения растений и газов, способствующих усилению коррозионных повреждений.

Покрытия морских трубопроводов повреждаются моллюсками, губками и другими организмами.

Интенсивность обрастания увеличивается с повышением температуры воды. Развитие коррозии при обрастании поверхности трубопровода объясняется усилением притока к металлу кислорода, выделяемого растениями, и образованием углекислоты и сероводорода при разложении мертвых организмов.

Заглубление трубопроводов в дно реки предотвращает обрастание их поверхности различными организмами.

На безопасность эксплуатации трубопроводов различного назначения, проходящих в одном техническом коридоре, влияет ряд факторов как общих, так и индивидуальных для каждого трубопровода. К общим можно отнести не только характеристики природной окружающей среды, но и антропогенного фактора:

- русловые переформирования, вызванные воздействием работ, выполняемых владельцами подводных переходов, а также сторонними организациями в техническом коридоре и за его границами в пределах зоны влияния на русловые процессы;

- характеристики судоходства, особенно в меженный период;

- взаимное пространственное положение ниток трубопроводов в пойменной зоне, что важно для разработки индивидуальных и совместных мероприятий по ликвидации аварий;

- взаимное влияние трубопроводов и их электрохимической защиты от коррозии на коррозионную ситуацию в коридоре.

Подводные переходы относятся к пассивным инженерным сооружениям, зона влияния которых на русловой процесс ограничивается одной макроформой или несколькими мезоформами рельефа. Если технический коридор трубопроводов захватывает несколько мезоформ (ленточные гряды, побочни, осередки), то ремонтные работы, выполняемые на одной из коммуникаций, влияют на русловой процесс всего коридора. В практике эксплуатации подводных переходов известны случаи отрицательного взаимного влияния, когда вследствие ремонта одной нитки оголялись другие нитки.

Особенно наглядно такие процессы проявляются в техническом коридоре, где проходят коммуникации, эксплуатируемые разными организациями. Охранная зона подводных переходов, в пределах которой запрещены дноуглубительные работы без согласования с эксплуатирующей организацией, устанавливается на расстоянии 100 м от осей крайних ниток в обе стороны. Таким образом ремонтные работы на трубопроводах другого ведомства, расположенных на большем расстоянии, чем 100 м, могут выполняться без согласований и учетов последствий изменения руслового процесса в районе соседних коммуникаций.

Из практики эксплуатации переходов нефтепроводов известны случаи многолетних ремонтных работ по ликвидации размывов их ниток, вызванных аналогичными работами на соседних по коридору коммуникациях. Обоюдное вмешательство в ход руслового процесса эксплуатирующими организациями при отсутствии согласованности в действиях приводило к излишним материальным затратам.

Примером негативного влияния катодной защиты газопровода Нижневартовск — Кузбасс на нефтепровод Александровское — Анжеро — Судженск может служить появление коррозионных язв глубиной до 6 мм в местах поврежденной изоляции. Это произошло из-за нарушения общей коррозионной ситуации в коридоре, на которую влияют климатические изменения, вызванные глобальным парниковым эффектом, антропогенная деятельность и другие факторы.

Другим примером многониточного подводного перехода, испытывающего воздействие ряда вышеперечисленных факторов, может служить коридор трубопроводов через реку Иртыш (пос. Медведчиково), в котором кроме пяти ниток нефтепроводов выше по течению присутствуют еще и шесть ниток газопроводов. Расстояние между крайней нижней ниткой газопроводов и крайней верхней нефтепроводов составляет примерно 120—150 м, что соответствует требованиям соблюдения охранной зоны, но не исключает взаимного влияния ремонтных работ на характер и интенсивность русловых деформаций в створах переходов.

Коридор переходов расположен на свободно меандрирующем участке реки Иртыш. Он пересекает русло в верхней половине излучины, сползающей вниз по реке. К сползанию приводит размыв выпуклого и намыв вогнутого берега в верхней половине излучины, и происходит смена направленности деформации в нижней ее половине. Вблизи нефтепроводного коридора естественная скорость размыва по норма-

ли к нему достигает 5 м/год. Высота донных гряд — микроформ не превышает 2,5 м, возможный диапазон сезонных деформаций в полтора раза меньше этой величины. В половодье скорость течения на поверхности не превышает 1,7 м/с, придонные скорости достигают 0,8 м/с.

Донные отложения на участке переходов представлены в основном песком, супесью и суглинком. Диаметр фракций для супесчаных грунтов в среднем составляет 0,12 мм, а для песчаных — 0,36 мм. Наблюдения за взвешенными наносами показали, что сток их в течение года распределяется неравномерно. Наибольшие расходы взвешенных наносов происходят в период половодья (4900 кг/с). Годовой сток взвешенных наносов составляет 98 % общего объема наносов, транспортируемых рекой.

Анализируя результаты и последствия выполнения ремонтных работ, специалисты предприятий, эксплуатирующих магистральные трубопроводы, пришли к выводу, что взаимная несогласованность защитных мероприятий не только ведет к излишнему расходованию средств, но и снижает безопасность эксплуатации подводного перехода.

На цветном вкладыше (фото 3), выполненном с помощью компьютера и напоминающем картину художника-абстракциониста, все аномалии размыва дна водотока отображаются на экране монитора изменением цвета. Оператор во время просмотра данных всесторонне изучает геометрические размеры намывных и размывных участков трубопровода, производит измерения объемов работ и включает эту информацию в отчет. Приведенные аномалии дают возможность вынести решение и наметить дальнейшие планы по обеспечению безопасности подводного перехода.

Глава 5

РЕМОНТ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. ПОДВОДНЫЕ ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

При ремонте подводных трубопроводов чаще всего выполняют следующие виды земляных работ:

- снятие грунта с участков подводного трубопровода методом размыва или отсасывания;

- заглубление русловых участков трубопровода с помощью земснарядов небольшой мощности, средств малой механизации, а также специальными установками;

- заглубление береговых участков с помощью экскаватора и средств малой механизации;

- засыпку провисающих и размывных участков грунтом с плавсредств, берега или льда.

Земляные работы на эксплуатируемых переходах трубопроводов осуществляют в основном теми же техническими средствами, что и при заглублении строящихся.

При ремонте подводных переходов не всегда возможно применять технические средства, используемые при строительстве. Это объясняется тем, что при ремонте запрещается установка якорей в зоне действующих трубопроводов, а для снятия грунта во многих случаях не допускается использовать земснаряды, так как они могут повредить стенки труб и изоляцию.

При разработке грунта под водой на эксплуатируемых трубопроводах наиболее эффективно применение оборудования с гидравлическим принципом воздействия на грунт (подводные гидромониторы, земснаряды, гидроэжекторные установки, пневматические грунтососы). При использовании такого оборудования грунт разрушается напорными струями или путем отсоса и отводится в сторону от траншеи.

По производительности оборудование для подводных земляных работ подразделяют на средства малой (до 10 м³/ч), средней (до 100 м³/ч) и большой (свыше 100 м³/ч) механизации.

Широко используют при выполнении ремонтно-восстановительных работ механизмы, к которым относятся гидравли-

ческие и пневматические грунтососы. Они имеют ряд преимуществ перед другими средствами механизации, поскольку конструктивно просты и удобны в эксплуатации. К недостаткам грунтососов следует отнести небольшой КПД (до 25 %), а также резкое возрастание потерь напора и снижение производительности при увеличении дальности транспортирования и высоты подъема пульпы.

Для отсасывания ила, мелкого гравия, рыхлой глины, песка и даже небольших камней используют гидроэлеваторы. Они имеют значительные преимущества при проведении подводных работ, особенно в стесненных условиях.

Гидроэлеватор состоит из смесительной камеры (чаще всего цилиндрической формы), к которой с обеих сторон крепятся два полых элемента в виде усеченных конусов — диффузор и конфузор.

Засасывание грунта в гидроэлеватор происходит за счет разрежения, создаваемого одной или несколькими струями, вытекающими из напорных водяных сопел, которые расположены в нижней части гидроэлеватора (в конфузоре). Грунтовая смесь поступает в гидроэлеватор за счет конверсии скоростного напора воды, вытекающей из водяных насадок. При этом нагнетаемая из насадок и подсасываемая извне грунтовая смесь поступает в смесительную камеру, откуда она подается в диффузор, а затем по отводящей трубе — в пульпопровод или на выброс. Для задержания крупных включений, способных вывести гидроэлеватор из строя или снизить его производительность, предусмотрена предохранительная решетка.

Гидроэлеватор с кольцевой насадкой (рис. 4, 1) позволяет отсасывать крупные включения — небольшие камни и гальку.

При конструировании гидроэлеваторов определяют следующие размеры:

1. Диаметр начального сечения водяной струи

$$d_0 = 2\sqrt{Q_0 / \varphi\mu\sqrt{2gH}},$$

где Q_0 — расход струи в начальном сечении при скорости v_0 ($v_0 = \varphi\sqrt{2gH}$); φ , μ — коэффициенты скорости и расхода, зависящие от конструкции насадки и чистоты обработки ее внутренней поверхности ($\varphi = 0,9$, $\mu = 1,0$); H — напор струи перед насадкой.

При наличии нескольких струй диаметр выходного сече-

ния каждой насадки d'_0 должен быть таким, чтобы суммарная площадь их выходного сечения равнялась площади сечения насадки диаметром d_0 , т.е. $d'_0 = d_0 / \sqrt{n}$, где n — число насадок гидроэлеватора.

2. Диаметр камеры смешения

$$d_{к.с} = (1,5 - 2,5)d_0.$$

3. Длина камеры смешения может быть определена по формуле

$$L_{к.с} = 0,736 d_0 d_{к.с}.$$

4. Диаметр всасывающей трубы выбирают с учетом скорости всасывания, которая обычно равна 1–2,5 м/с.

5. Длину диффузора определяют по формуле

$$L_A = ((d_2 - d_1) \operatorname{ctg}(\alpha/2))/2,$$

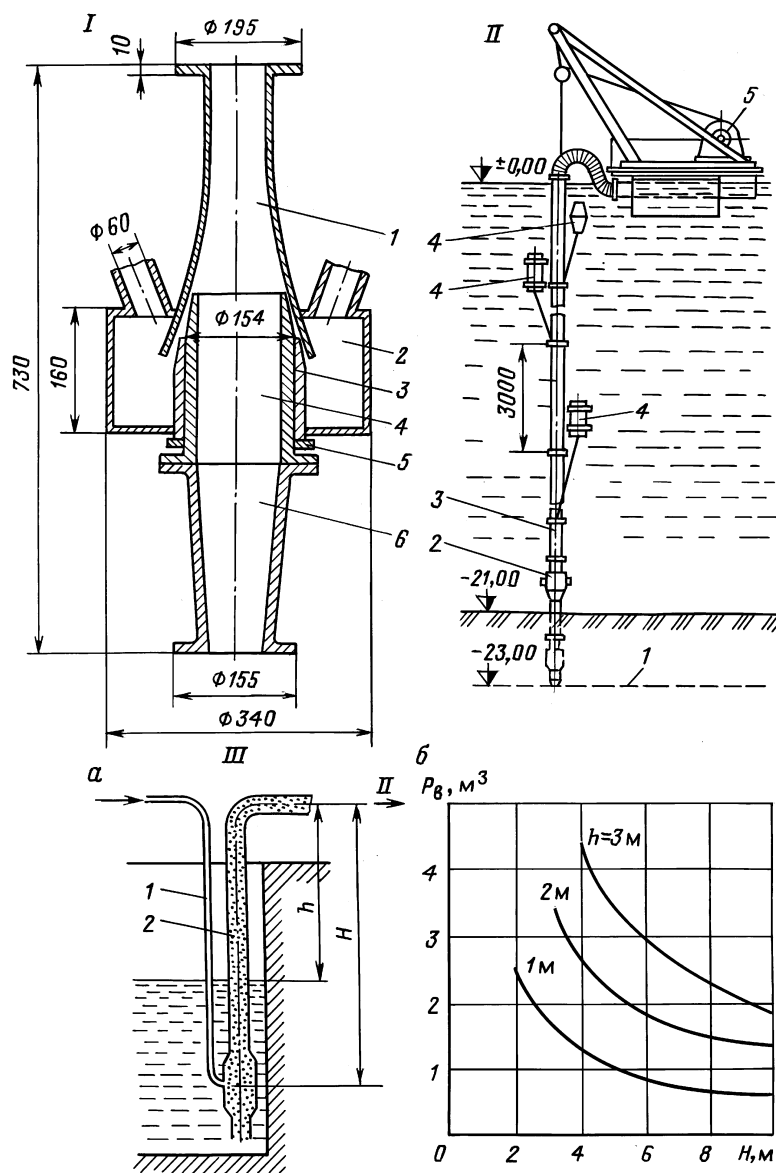
где d_1, d_2 — диаметры диффузора, соответственно начальный и конечный; α — угол конусного диффузора ($\alpha = 6 - 14^\circ$).

Расход воды на отсасывание 1 м³ песка для гидроэлеватора с насадкой составляет 12–15 м³, для гидроэлеватора с кольцевой насадкой — 7–8 м³.

При выполнении земляных работ на глубинах свыше 3 м целесообразно применять эрлифты (табл. 4). Наиболее производительны они работают на глубинах более 8 м (рис. 4, II). Эрлифт представляет собой цилиндрический корпус, к которому присоединены в верхней части выбросной рукав, в нижней — предохранительная решетка, в средней — воздушная камера, соединенная с корпусом системой отверстий для выхода воздуха во внутреннюю полость эрлифта.

Сжатый воздух, попадая в корпус эрлифта (рис. 4, III), образует вместе с водой рабочую смесь, плотность которой меньше плотности воды. За счет этого происходит восходящее движение этой смеси, увлекающей за собой частицы несвязного или предварительно разрыхленного грунта. Производительность пневматического эрлифта зависит от глубины водоема и давления нагнетаемого в камеру воздуха.

Всасывание грунта в гидropневматический элеватор осуществляется за счет вакуума вокруг водяных струй, попадающих в его внутреннюю полость, а также за счет разных плотностей водовоздушной смеси внутри гидроэлеватора и окружающей его воды. Гидropневматический элеватор работает в трех режимах (гидроэлеватора, эрлифта и гидropневматического элеватора), выбор которых зависит от условий



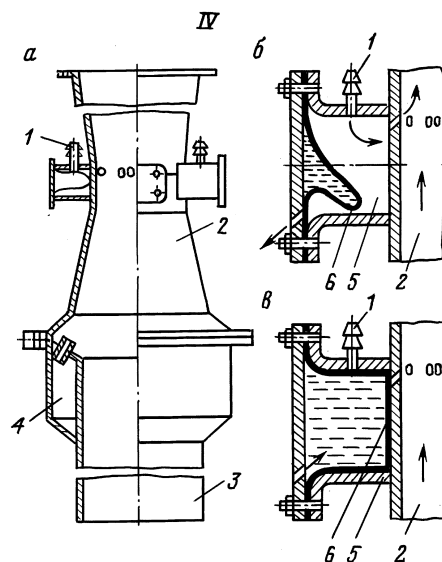


Рис. 4. Средства для разработки грунта под водой:

I — гидроэлеватор с кольцевой насадкой: 1 — камера смешения с диффузором; 2 — кольцевая насадка; 3 — направляющий цилиндр; 4 — камера всасывания; 5 — стопорное кольцо; 6 — конфузор;
 II — схема работы эрлифта на большой глубине: 1 — дно траншеи; 2 — смесительная камера; 3 — отводящая труба; 4 — поплавки; 5 — лебедка для подъема эрлифта;
 III — принципиальная схема работы эрлифта и график определения режима его работы (6): 1 — воздухоподводящий рукав; 2 — пульпа; P_v — расход воздуха на 1 м³ пульпы;
 IV — гидропневматический эжектор: а — устройство; б — схема подачи воздуха в эжектор; в — схема отключения подачи воздуха

Т а б л и ц а 4

Техническая характеристика эрлифтов

Н + h, м	Н, м	Скорость выхода пульпы, м/с	Производительность по грунту, м³/ч
3	2	3,46	2,10
4	3	4,35	2,65
5	4	5,00	3,05
6	5	5,50	3,35
7	6	5,95	3,60

Примечания:
 1. Диаметр всасывающей трубы 75 мм.
 2. Уровень выброса пульпы превышает уровень воды на 1 м.

его применения. Благодаря этому достигаются хорошие эксплуатационные показатели работы.

Грунт можно размывать с помощью гидромонитора. В таких случаях на грунт воздействует затопленная струя или несколько струй, истекающих из насадок с большой скоростью. Данный способ размыва наиболее экономичен, так как не затрачивается энергия на подъем грунта в надводное положение и его последующую транспортировку от разрабатываемой выемки.

Для повышения производительности, особенно при разработке плотных грунтов, необходимо совмещать гидроэлеватор с гидромониторным рыхлителем. Регулирование потока воды, подаваемого на размыв или всасывание от одного источника питания, осуществляется водолазом, использующим трехходовой кран.

При потере эжекции водолаз может исключить рыхление грунта с помощью вентиля, запирающего подачу воды на ствол гидромониторного рыхлителя. В тех случаях, когда гидроэлеватор присасывается к грунту и водолазу, трудно отрывать его от дна, необходимо переключить трехходовой кран гидромониторного рыхлителя. Переключение с эжектирования на размыв во избежание гидравлического удара необходимо производить плавно.

Комбинация гидравлического и пневматического элеватора позволила создать гидропневматический эжектор (рис. 4, IV, а).

Гидропневматический эжектор состоит из всасывающего патрубка 3, гидроэлеватора 4 любой конструкции и диффузора 2, на внешней стороне которого закреплены один или несколько воздушных коллекторов 5. На диффузоре в месте расположения воздушного коллектора имеются отверстия для поступления воздуха из коллектора во внутреннюю полость. На коллекторе закреплены ниппели 1 для подключения к ним воздушных напорных шлангов.

С внешней стороны воздушного коллектора имеются отверстия для поступления воды из водоема. Внутри коллектора находится гибкий разделитель 6, изготовленный из полимерхлоридной пленки.

При работе гидропневматического эжектора на глубине свыше 6 м с подачей сжатого воздуха через ниппели разделитель под давлением воздушного потока, поступающего в коллектор, прижимается к боковой стенке коллектора (рис. 4, IV, б), закрывая водяные отверстия и позволяя воздуху выходить через отверстия во внутреннюю часть диффузора.

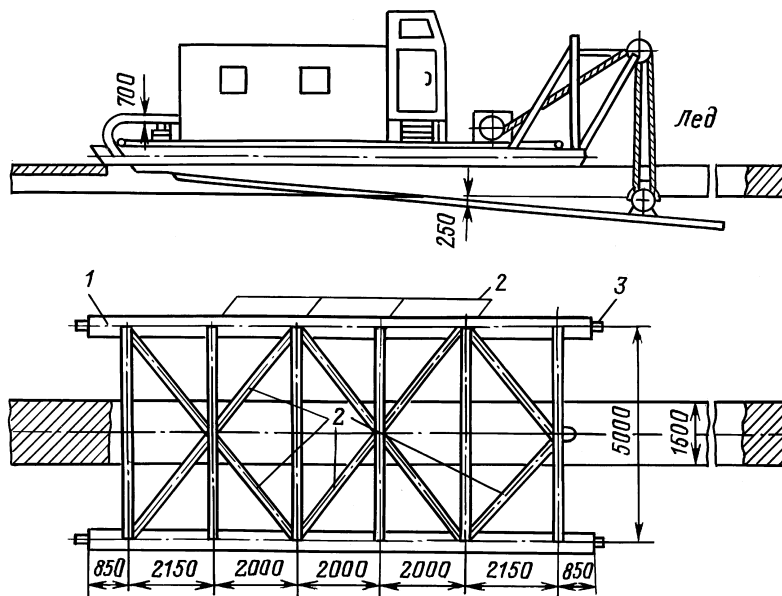


Рис. 5. Установка ДГС-150 на сани, предназначенная для проведения работ со льда (в плане показаны сани без установки ДГС-150)

Разработка грунта на глубинах до 6 м ведется только гидроэлеватором с отключением подачи сжатого воздуха. Разделитель под действием гидростатического давления воды, поступающей из водоема внутрь воздушного коллектора через отверстия, прижимается к диффузору (рис. 4, IV, â), препятствуя проникновению гидросмеси через отверстия во внутреннюю полость воздушного коллектора. Прижатию разделителя к диффузору также способствует вакуум, создаваемый вокруг отверстий вследствие больших скоростей движения гидросмеси в горловине диффузора.

Применение специального комбинированного рабочего органа, объединяющего в себе различные устройства, позволяет осуществлять переключение с одного способа разработки грунта на другой. Переключение производят из рубки управления.

В осенне-зимний период подводные траншеи можно разрабатывать различными средствами гидромеханизации, учитывая особенности их использования при наличии ледового покрытия. Например, для этих целей можно использо-

вать гидромониторную установку ДГС-150, установленную на саях, сваренных из двух труб 1 (диаметр 426 мм, толщина стенки 10 мм), которые связаны в раму с помощью труб 3 (диаметр 219 мм, толщина стенки 11 мм) и швеллеров 2 (рис. 5). По льду вдоль траншеи шириной 1,5 м такую установку передвигают с помощью троса диаметром 13–15 мм.

За рубежом при производстве земляных работ на водоемах с заболоченными берегами или в условиях болотистой местности используют экскаваторы-амфибии серии Н400-3 и Н400-4. Аналогичная конструкция изготавливается на Украине [24].

Плавающий экскаватор (цветное фото 5) может передвигаться с суши в воду и наоборот. Он состоит из главного понтона, поддерживаемого при необходимости дополнительными поплавками с четырех сторон для обеспечения устойчивости. На понтоне смонтирована экскаваторная установка с дизельным двигателем и ковшом. Понтон укомплектован четырьмя ногами с колесами-поплавками на концах. Благодаря гидравлическому управлению экскаватор может ползти по земле, подобно черепахе, а также опираться на берега или дно (при работе на воде).

Плавающий экскаватор обслуживается одним машинистом.

Экскаватор можно транспортировать любым видом транспорта на прицепе-тяжеловозе. Возможна погрузка с помощью грузоподъемных механизмов.

Плавающий экскаватор передвигается по грунту или по воде методом подтягивания ("черепаший шаг") с использованием ковша и колес-поплавков.

5.2. ЗАСЫПКА РАЗМЫТЫХ УЧАСТКОВ

Для ликвидации размывов подводные трубопроводы дополнительно заглубляют в дно водоемов, а в береговой зоне предусматривают специальные виды крепления. Размытые участки трубопровода засыпают грунтом, щебнем, камнем.

Наиболее распространенный способ защиты подводных трубопроводов от повреждений — устройство каменных отсыпей. При выполнении их на большой площади значительно снижаются размывы, вызываемые течением и волнением воды. Как показывают регулярные наблюдения за размытыми участками подводных переходов, их протяженность в течение

года может колебаться от 35 до 85 м, а глубина (от нижней образующей) достигать 2 м. Такие размывы способны вызывать разрушение трубопровода из-за недопустимо больших изгибающих моментов.

Для предотвращения подобных случаев применяют три способа каменной отсыпки. Один из них заключается в сбрасывании всего сыпучего материала после раскрытия саморазгружающейся баржи. Однако управлять таким процессом трудно, что приводит к захвату воды сыпучим материалом и высокой скорости падения его на дно (до 5–10 м/с). В результате этого снижается точность засыпки трубопровода (рис. 6).

Повысить ее можно за счет снижения скорости засыпки, что достигается, например, при сбрасывании сыпучего материала бульдозером или грейферным краном с борта баржи. В данном случае скорость погружения составляет 2–4 м/с, а следовательно, рассеивание отсыпки уменьшается. Наибольшая точность укладки сыпучих материалов достигается при использовании разгрузочной трубы, когда скорость их погружения составляет 2–4 м/с.

Необходимость отсыпки определяется плановыми очертаниями реки и ее размерами. При малых глубинах и ширине реки она нередко вызывает подпор воды в верхнем бьефе и быстроток в нижнем. Как показывает опыт, на многониточных переходах через реки в Сибири отсыпка на одном трубопроводе может привести к возникновению планово-высотных деформаций на других. По этой причине на малых

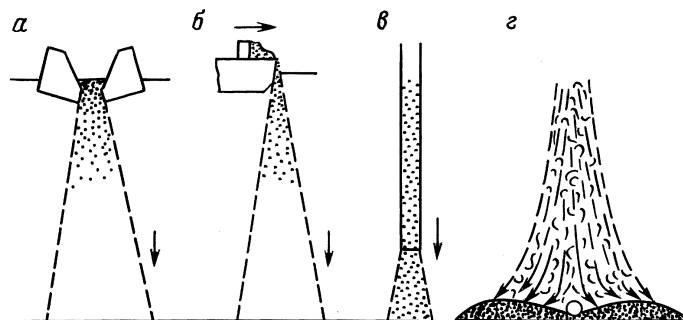
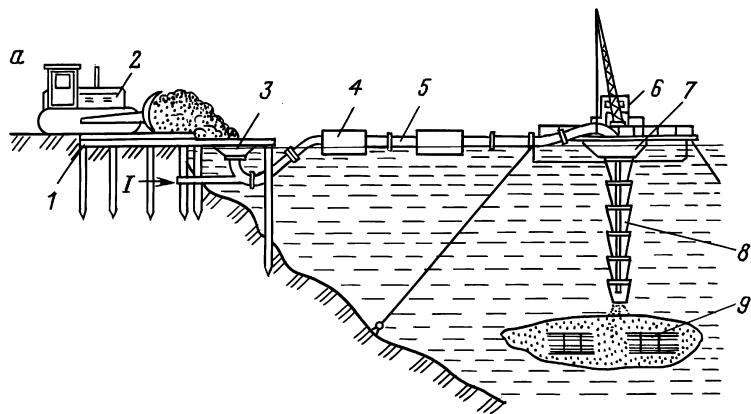
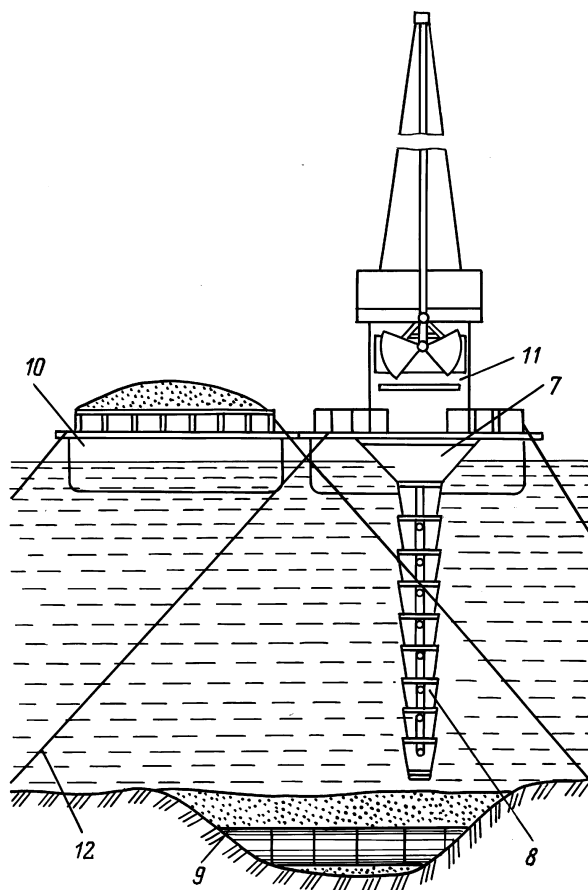


Рис. 6. Способы отсыпки материала для защиты трубопровода от размыва: а — с саморазгружающейся шаланды; б — с баржи бульдозером; в — через разгрузочную трубу; г — разброс отсыпки при свободном сбрасывании после раскрытия саморазгружающейся шаланды



b



реках меандрирующего типа защита трубопровода каменными отсыпками не всегда целесообразна.

При определении размеров отсыпки учитывают гидравлические условия русла.

Для охраны от загрязнений водной среды и уменьшения уноса грунта на несудоходных реках небольшой глубины применяют систему направляющих, состоящих из отдельных секций, подвешенных друг к другу. Грунт подают с берега через приемный бункер, работающий по принципу эжектирования и транспортировки по пульпопроводу за счет подачи воды из насоса, установленного на эстакаде (рис. 7, а). Бункер загружают с помощью бульдозера или экскаватора. На судоходных реках грунт на размываемый участок отсыпают с помощью бульдозера или грейферного крана (рис. 7, á).

Для отсыпок применяют рваный несортированный камень прочных изверженных пород и известняков, песчаники нелещадной формы, сланцы. В таких отсыпках под водой допускается уменьшение проектной крутизны откосов с внешней стороны до 7 %, с тыловой — до 5 %.

На скальных грунтах устраивают выравнивающий слой высотой 0,5 м (каменная наброска) или 0,25 м (мешки из прочной, но не очень плотной ткани, на 2/3 объема заполненные пластичным бетоном).

При сбрасывании камня необходимо учитывать возможность его сноса течением на расстояние, определяемое по формуле $L = 2,5HW / \sqrt{d}$, где H — глубина водоема; d — диаметр камня, условно имеющего форму шара ($d = \sqrt{6W / \pi}$); W — объем камня.

Максимальная скорость течения потока, при которой камень, находящийся под водой, может оказывать сопротивление, определяется по формуле

$$v_{\max} = 1,4a\sqrt{d},$$

где a — коэффициент, характеризующий отношение плотности камня ρ_k к плотности воды ρ_v :

Рис. 7. Схемы засыпки размываемых участков трубопроводов:

а — на несудоходных водоемах с берега; á — на судоходных водоемах с помощью грейферного крана; 1 — эстакада; 2 — бульдозер; 3 — бункер с эжектором; 4 — рефулерный понтон; 5 — пульпопровод; 6 — плавучая площадка с краном; 7 — приемный бункер; 8 — раструбная секция; 9 — трубопровод; 10 — баржа с грунтом; 11 — плавучий кран; 12 — оттяжка

$$a = \sqrt{2g(\rho_k - \rho_v) / \rho_k}.$$

Верховой откос отсыпки должен иметь уклон не менее 1 : 2, низовой — может быть более пологим.

5.3. УПРАВЛЕНИЕ РУСЛОВЫМИ ПРОЦЕССАМИ

Управление русловыми процессами — это переформирование дна водоема с использованием энергии потока, направленного на поддержание толщины слоя грунта над трубопроводом, достаточного для обеспечения защиты его в соответствии с требованиями строительных норм и правил. Движение наносов по дну реки происходит под действием гидродинамического давления, возникающего при обтекании их потоком. При этом масса влекомых потоком частиц пропорциональна шестой степени значения скорости течения. Если скорость течения изменится в 2 раза, то масса влекомой частицы изменится в 64 раза. Этим объясняется высокая чувствительность донных наносов к малейшим изменениям скорости течения у подводных трубопроводов.

Пользуясь эмпирической зависимостью $d = 7,3 v_{cp} + 0,43$, где d — диаметр частиц грунта дна; v_{cp} — средняя скорость течения, можно определить крупность частиц грунта на дне.

Наличие крупных частиц грунта свидетельствует о размыве дна водоема, мелких илистых частиц — об отложении наносов, т.е. об отсутствии размыва дна.

Если в процессе эксплуатации подводного перехода появляются зоны размыва дна, то проводят гидрологические исследования руслового процесса на участке пересечения водотока и разрабатывают проект по стабилизации дна водоема.

Для этого устраивают различного рода сквозные заиленные сооружения, полузапруды, дамбы, шпоры и т.п.

Метод управления русловым процессом с помощью гибких решеток основан на установке их перпендикулярно к течению реки или под углом к нему с таким расчетом, чтобы наносы в основном откладывались перед и в створе трубопровода. От сноса течением перегородки удерживаются сваями, забиваемыми в дно на определенную глубину (рис. 8, а, á). В случае размыва они могут опускаться на дно вдоль свай под действием собственной массы.

Для погружения трубчатых свай, диаметр которых превышает 0,5 м, можно использовать внутреннюю подмывную трубу. Расход воды принимают равным 40–50 м³/ч при давлении струи на выходе 0,4–2 МПа. Для удаления связных грунтов из полости трубчатых свай можно применять многосопловые гидромониторные рыхлители при одновременном проведении эжектирования. Выбор способа погружения свай зависит от вида оборудования и места погружения (со льда, с плавсредства, с отсыпанного островка).

Глубину забивки свай определяют расчетом на опрокидывание и прочность при действии лобового давления потока на плоскость перегородки. Длину свай H рассчитывают по формуле $H = H_1 + H_p + H_3$, где H_1 – средняя глубина потока до установки решеток, H_p – глубина размыва дна в створе решетки; H_3 – глубина забивки свай.

Глубина размыва дна в створе решетки $H_p = 1,75Z/d_{cp}$, где Z – перепад уровня потока ниже сооружения; d_{cp} – средняя крупность донных отложений.

Перепад уровня потока определяют из выражения

$$Z = K^3 \sqrt{P_3^3 v^2 / 2g},$$

где K – коэффициент, зависящий от формы планок (для круглых $K = 4–10$); P_3 – коэффициент застройки решетки ($P_3 = F_1/F = b/(s + b)$); здесь F_1 – площадь, занимаемая планками; F – площадь “живого” сечения потока, перекрываемого всем сооружением; b – диаметр или ширина планки; s – зазор между планками; v – средняя скорость потока до установки решеток.

Зону влияния каждой решетки на поток (начиная с первой) или расстояние между решетками находят из выражения $Z = 6LP_3 \operatorname{ctg} \alpha$, где L – длина решетки; α – угол между направлением потока и касательной к берегу.

Для повышения эффективности решетки-заилители постепенно выдвигают в русло реки (рис. 8, а, з). Первая решетка должна быть короткой и иметь меньшую застройку:

$$L_1 > (H_1 + H_p) \sqrt{1 + m^2},$$

где m – заложение откоса грунта, слагающего русло.

Коэффициент застройки первой решетки принимают равным 0,25. Длину последующих решеток рассчитывают по формуле

$$L_n = L_{n-1}(1 + C_3 P_3),$$

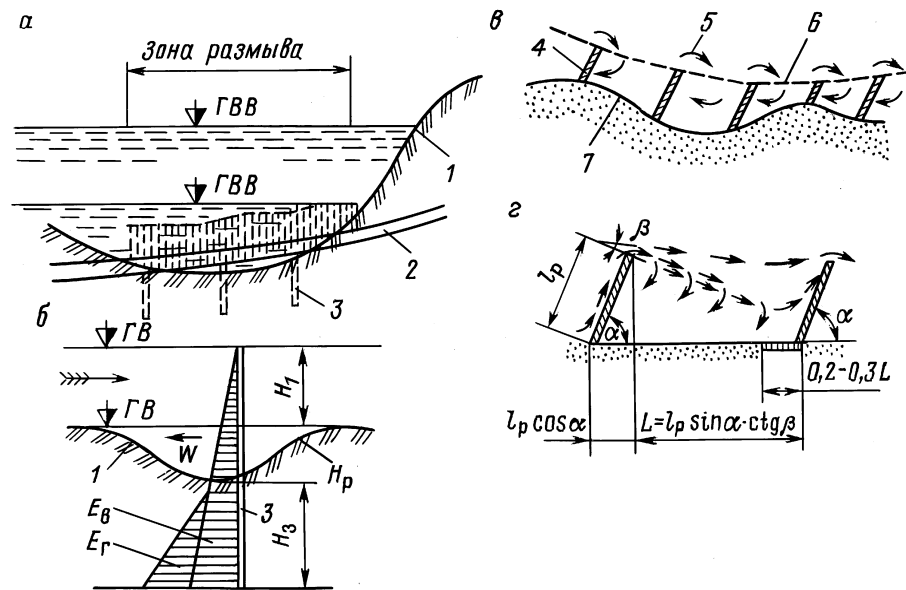


Рис. 8. Схемы устройств для регулирования энергии речного потока :

а – решетчатые перегородки; *б* – расчетная схема опорной сваи; *в* – линия защиты берега от размыва на вогнутой кривой; *г* – расчетная схема основных показателей защиты берега с помощью решеток-заилителей; *1* – профиль дна; *2* – трубопровод; *3* – опорная свая; *4* – поперечная решетка (шпору); *5* – направление потока, обтекающего шпору; *6* – воображаемая линия защиты; *7* – контур подмываемого берега; *W* – суммарная сила лобового давления потока; E_r , E_b – сила отпора соответственно грунта и воды

где L_{n-1} — длина предыдущей решетки; C_3 — коэффициент запаса ($C_3 = v_{\min}/(v_n(1 - P_3))$); здесь $v_{\min}$ — скорость заиливания потока для определенной категории грунта (табл. 5), v_n — скорость потока ниже предыдущей решетки).

Скорость потока снижается после каждого ряда решеток. Ниже створа первой решетки ее определяют из выражения

$$v_1 = Q(1 - P_3) / F = v(1 - P_3);$$

за последующими решетками — из выражения

$$v_n = (v_{n-1} + vC_3P_3)(1 - P_3),$$

где Q — расход потока на перекрываемой площади; $v_1 \dots v_n$ — средняя скорость потока за 1...n-й решетками.

При выборе длины решеток вдоль каждого створа и их числа учитывают очертания берега, границы общей линии

Т а б л и ц а 5

Скорости (в м/с), при которых происходит осаждение наносов различной крупности

Крупность взвешенных наносов, мм	Средняя глубина водоема, м	Массовая доля частиц, %						
		0,1	0,5	1	2,5	5	7,5	10
0,25—0,5 (25 %), 0,05—0,005 (75 %)	0,3	0,22	0,28	0,32	0,39	0,45	0,49	0,52
	0,6	0,28	0,37	0,43	0,52	0,60	0,66	0,70
	1,0	0,34	0,45	0,52	0,64	0,75	0,82	0,87
	1,5	0,39	0,54	0,62	0,76	0,89	0,97	1,04
	2,0	0,44	0,60	0,70	0,86	1,01	1,10	1,18
	2,5	0,48	0,66	0,77	0,94	1,11	1,22	1,30
	3,0	0,51	0,71	0,83	1,02	1,20	1,32	1,41
0,25—0,5 (25 %), 0,05—0,005 (75 %)	0,3	0,28	0,37	0,42	0,50	0,58	0,64	0,63
	0,6	0,36	0,48	0,55	0,67	0,78	0,85	0,91
	1,0	0,43	0,59	0,68	0,83	0,97	1,06	1,13
	1,5	0,51	0,69	0,80	0,98	1,15	1,26	1,35
	2,0	0,57	0,78	0,91	1,11	1,31	1,43	1,53
	2,5	0,61	0,86	0,99	1,22	1,44	1,57	1,69
	3,0	0,66	0,92	1,07	1,32	1,55	1,70	1,82
1,0—0,25 (25 %), 0,25—0,05 (75 %)	0,3	0,39	0,51	0,58	0,70	0,81	0,88	0,94
	0,6	0,50	0,67	0,76	0,93	1,08	1,18	1,26
	1,0	0,60	0,82	0,94	1,15	1,34	1,47	1,57
	1,5	0,70	0,96	1,11	1,36	1,59	1,75	1,87
	2,0	0,78	1,08	1,26	1,54	1,80	1,98	2,12
	3,0	0,92	1,28	1,49	1,83	2,15	2,36	2,53
	3,0	0,92	1,28	1,49	1,83	2,15	2,36	2,53
1,0—0,25 (25 %), 0,25—0,05 (75 %)	0,3	0,57	0,73	0,84	1,00	1,16	1,27	1,35
	0,6	0,72	0,96	1,10	1,34	1,56	1,70	1,82
	1,0	0,87	1,16	1,36	1,66	1,93	2,12	2,27
	2,0	1,13	1,55	1,81	2,22	2,60	2,86	3,06
	2,5	1,23	1,71	1,99	2,44	2,87	3,15	3,37
	3,0	1,32	1,85	2,15	2,64	3,20	3,41	3,65
	3,0	1,32	1,85	2,15	2,64	3,20	3,41	3,65

защиты, степень размыва участка трубопровода, заданный режим потока.

Коэффициент застройки P_3 зависит от зазора между планками s . Заиливание наблюдается при $P_3 < 0,67$. При $P_3 > 0,67$ сквозные решетки работают как сплошные.

Следует заметить, что свайные опоры недостаточно эффективны. Так, при глубине водоема 2,5 м и диаметре свай 0,5 м удельная удерживающая сила составляет 7 кН. Кроме того, забивка их в дно связана с применением плавучих копров, использование которых из-за небольших объемов свайных работ нерентабельно.

Усилие 7–10 кН может быть воспринято якорями-присосами, которые изготавливают из железобетонных блоков в форме четырехгранной усеченной пирамиды (рис. 9).

Удерживающая сила железобетонного якоря-присоса может быть вычислена по формуле

$$T_{\text{я}} = \frac{0,5B[Q_{\text{я}}(1 + K_{\text{п}}) + h_3^3 \rho \lambda n + h_3^2 n C_c (\lambda + 1)]}{(h_{\text{я}} \cos \alpha_6 + 0,5B \sin \alpha_6)},$$

где B — длина стороны основания якоря; $Q_{\text{я}}$ — масса якоря в воде, составляющая 60 % массы его на воздухе; $K_{\text{п}}$ — коэффициент присоса (для песков и илов $K_{\text{п}} = 0,15–0,20$, для глин — $0,25–0,45$; h_3 — заглубление якоря в грунт (для глинистых грунтов $h_3 = h_{\text{я}}/2$, для илистых — $h_3 = h_{\text{я}}$; ρ — плотность грунта; λ — коэффициент пассивного давления грунта; C_c — сила сцепления; α_6 — угол наклона бриделя к горизонту; n — коэффициент, учитывающий повышение отпора грунта за счет расширения призмы выпора в стороны:

$$n = (B + h_{\text{я}} \tan(45^\circ - \gamma/2) \rho) / B;$$

γ — угол внутреннего трения грунта.

Массу железобетонного якоря-присоса $Q_{\text{я}}$ можно подсчитать после определения горизонтального усилия, действующего на плавсредства, по формуле $Q_{\text{я}} = T_{\text{г}} / K_{\text{я}}$, где $T_{\text{г}}$ — расчетное горизонтальное усилие, действующее на плавсредство; $K_{\text{я}}$ — удельная удерживающая сила якоря.

Для пирамидально-призматического якоря-присоса удельная удерживающая сила равна 5–7 (песчаный грунт), 6–9 (илистый грунт), 7–10 кН (глинистый грунт), а для пирамидального якоря-присоса с коэффициентом распластанности (т.е. отношением высоты якоря к длине его основания) 0,2–

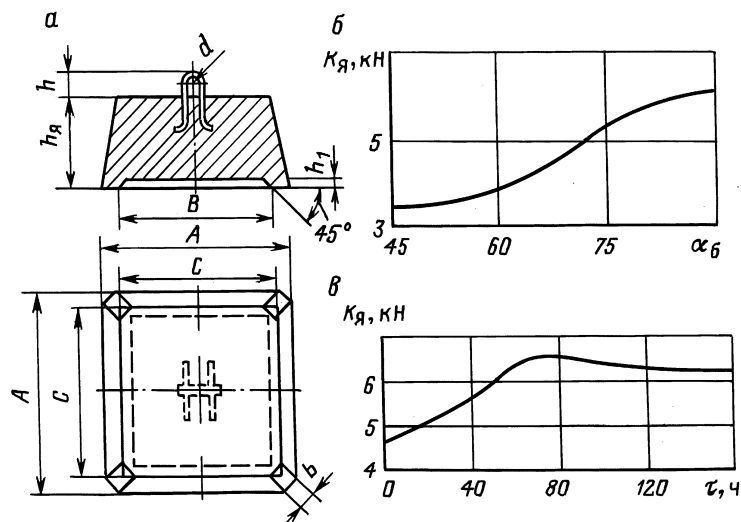


Рис. 9. Якорь-присос:

a — конструкция бетонного пирамидально-призматического якоря; *б* — график зависимости удельной удерживающей силы якоря для глинистых грунтов от направления приложения пригрузки; *в* — график влияния времени лежания якоря на грунте на удельную удерживающую силу

0,3 — соответственно 10–12, 12–13, 12–14 кН. Причем для плотных грунтов принимают нижние пределы удельной удерживающей силы, а для рыхлых — верхние. При установке якоря в котловане и последующей засыпке эти значения могут быть увеличены в 1,5–2 раза.

В качестве защитных сооружений против размыва русел водотоков можно использовать струенаправляющие дамбы, полузапруды, шпоры, берегоукрепительные сооружения. Длина фронта защитных работ выше и ниже створа перехода определяется по данным прогноза русловых и береговых деформаций. На горных реках эффективным средством против таких деформаций является устройство шпор, длина которых зависит от типа руслового процесса. На небольших горных реках устраивают шпоры длиной 6–15 м, на более крупных — 100–150 м. Для уменьшения местных размывов и отклонения стрежня реки от головы шпор последние размещают к течению русла под углом не более 60–75°. Основные показатели регулирования русла с помощью шпор можно рассчитывать, используя методы, которые применяют для расчета решетчатых конструкций. Расстояние между шпорами вдоль берега определяют по следующей формуле:

$$B = l_p (\sin \alpha \cdot \operatorname{ctg} \beta + \cos \alpha),$$

где l_p — рабочая длина шпоры; α — угол между шпорой и касательной к берегу; β — угол растекания потока на участке между шпорами при параллельном движении струй (рис. 8, а).

Рабочую длину шпоры, а также длину первой и последней шпор принимают равными $2/3 l$. Если фактическая длина шпор $l_\phi > 1,5l$, то примыкающая к берегу часть шпоры длиной $\Delta l = l_p - 1,5l_\phi$ считается нерабочей. В этом случае шпора, примыкаемая к берегу, не закрепляется. При $l_\phi > 1,5l_p$ корень шпоры заделывается в берег с обязательным креплением напорного откоса шпоры и даже берега на участке 0,2–0,3 м (рис. 8, а).

Для предупреждения разрушения шпор, возникающего при увеличении скорости потока, необходимо учитывать фактическую и предельно допустимую скорости потока в русле.

5.4. ПОДСАДКА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Для подсадки трубопроводов ниже фактического положения на реках большой протяженности применяют трубозаглубители. Их использование наиболее эффективно при заглублении трубопроводов, не имеющих балластных грузов. По силовому воздействию рабочего органа на подводный грунтовый массив трубозаглубители подразделяют на гидравлические, механические, гидромеханические и гидрофлюидизационные.

Гидравлические трубозаглубители предназначены для работы в несвязных грунтах. На рабочем органе устанавливают разрывающие или отсасывающие насадки, в которые под давлением поступает вода. Эффективность заглубления трубопровода повышается с увеличением числа насадок и расхода воды.

Заглубление может осуществляться путем протаскивания одного или нескольких разрывающих устройств, располагаемых вдоль трубопровода на равных расстояниях. Во избежание недопустимых напряжений в стенке трубопровода на каждом разрывающем устройстве или непосредственно на трубе устанавливают плавучие емкости, датчики, клинометры или другие контрольные приборы. С их помощью можно контролировать равномерность движения разрывающих уст-

роиств и предупреждать нежелательные прогибы и напряжения в трубопроводе.

Размывающие устройства могут состоять из трубчатых П-образных рам и ферм, связанных с плавсредством штангами. Для уменьшения сопротивления скольжению опор по трубопроводу на опорных рамках помещают ролики.

Объем воды, выбрасываемой из сопел, должен соответствовать объему воды, нагнетаемой насосом.

Наиболее эффективна разработка траншеи образовавшейся воронкой из струй.

Гидромониторная установка УПШ-360 изготовлена для разработки глинистых сланцев с помощью насадок (диаметр 45 мм). Скорость струи на выходе превышает 50 м/с. Возможно сочетание размывающего и замывающего устройств.

Эффективность гидравлических трубозаглубителей повышается при размыве и эжекции грунтов.

Трубозаглубитель следует устанавливать непосредственно на трубопровод с тем, чтобы по мере заглубления грунт, находящийся над трубопроводом, размывался и удалялся за бровку образующейся траншеи или транспортировался по пульпопроводу к месту провисания трубопровода до образования по ним грунтовой подушки.

После полной очистки заглубляемой части трубопровода из-под нее за один или несколько проходов удаляют расчетный слой грунта.

Механические трубозаглубители позволяют вести подсадку фрезами, расположенными по обеим сторонам трубопровода. Для их работы можно использовать гидро-, пневмо- или электроприводы. Кроме фрезерных можно применять рыхлители плужного типа. Механические трубозаглубители, предназначенные для разработки связных грунтов, могут перемещаться под водой с помощью тросов и лебедок, устанавливаемых на берегу, или иметь самостоятельный гусеничный ход.

Пульпопровод, по которому транспортируется разработанный грунт, перемещается по трубопроводу на роликах и поддерживается поплавками. На конце замыкающего пульпопровода устанавливают отражатель, направляющий грунт к месту разгрузки, предотвращающий рассеивание грунта в водной среде и, следовательно, снижающий загрязнение водоема.

В гидромеханических трубозаглубителях сочетаются механические (фрезерные, плужные), гидроэжекторные и пневматические методы воздействия на грунт. В результате этого

образуется насыщенная пульпа и улучшается ее транспортирующая способность по пульпопроводу.

При растекании затопленной струи существует постоянный обмен между струей и окружающей средой. Кинетическая энергия растекания затопленной струи резко убывает по мере удаления от отверстия.

Для повышения транспортирующей способности затопленной струи разработаны способы генерирования пневмогидравлических струй, одно из существенных отличий которых — наличие в каждой точке направленных вверх вертикальных составляющих усредненных скоростей. Скорость поступательного движения суспензии по длине струи вследствие сильного торможения струй быстро падает. Их ось круто изгибается вверх, а насыщающий струю воздух стремится к выходу на поверхность и обеспечивает повышение транспортирующей способности подводного грунта. Используемые в данном случае грунторазрабатывающие конструкции называют пневмогидравлическими.

Существуют трубозаглубители, работающие по принципу флюидизации и предназначенные для бестраншейной подсадки трубопроводов.

За счет вибрации или гидравлических струй и воздуха низкого давления обеспечивается псевдооживление грунта, в который трубопровод погружается под действием собственной массы. При этом методе эффективность заглубления достигается только в том случае, если погружение ведется на большой длине трубопровода.

Анализ показывает, что трубозаглубители для ремонта подводных трубопроводов должны удовлетворять следующим условиям:

- 1) они должны состоять из отдельных агрегатов, которые можно перевозить на автомобилях типа КамАЗ или Урал, а перегружать автокранами;

- 2) трубозаглубители должны работать как в прямом, так и в обратном направлении; насадки следует располагать таким образом, чтобы одновременно можно было разрыхлять грунт и удалять его за бровку траншеи; для разработки грунтов различной структуры необходимо, чтобы насадки были поворотными;

- 3) масса трубозаглубителя не должна превышать 5 т, так как в противном случае трубопроводы диаметром менее 720 мм необходимо снабжать опорными устройствами или поддерживать кранами на мелководных участках, что значительно усложняет проведение работ;

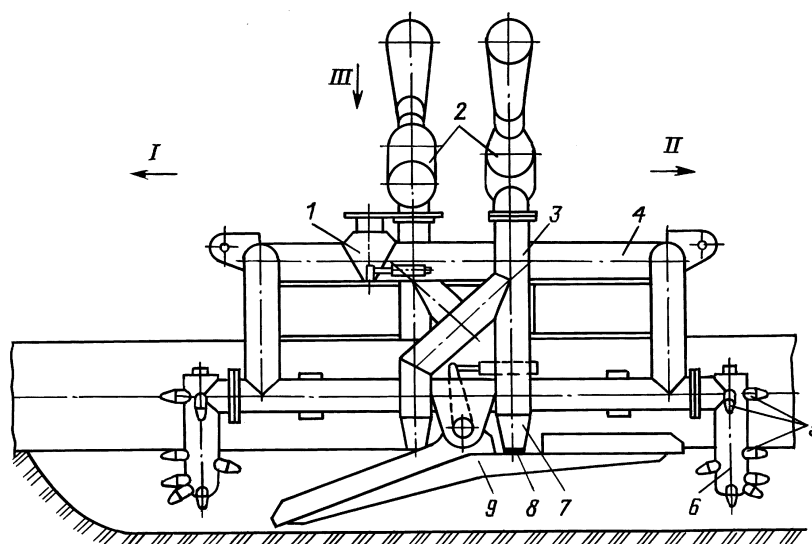


Рис. 10. Схема работы гидравлического трубозаглубителя:

1 — переключатель потока воды; 2 — грунтососы; 3 — всасывающая труба; 4 — корпус; 5 — насадки разрыхлителей; 6 — корпус разрыхлителя; 7 — всасывающий патрубок; 8 — эластичный наконечник; 9 — режущий нож; I, II — направление движения соответственно "вперед" и "назад"; III — вода

4) для облегчения трубозаглубителя следует использовать понтоны, которые размещают ближе ко дну.

Перечисленным требованиям удовлетворяют трубозаглубители для подсадки нефтепроводов (рис. 10). При их использовании в трубопроводе необходимо снизить давление до атмосферного или снять его полностью, откачать из полости нефть (нефтепродукты) и заполнить ее водой, освободить трубопровод на участке заглубления от грунта.

Грунт, разрабатываемый трубозаглубителями, транспортируется и складывается на берегу или подается на бровку траншеи и уносится течением.

По завершении трубозаглубительных работ трубопровод осматривают водолазы. Помимо этого с помощью эхолотов производят промерные работы. Если трубопровод не лежит на заданных отметках, осуществляют дополнительное заглубление.

Заглубление трубопровода можно выполнять разными способами: поэтапно без разрезки трубопровода, послойно и поэтапно с разрезкой трубопровода на берегу. В первом слу-

чае на участке определенной длины производят полное заглубление трубопровода на заданную глубину, после чего заглубитель перемещают на новый участок; во втором — трубозаглубитель при каждом проходе снимает определенный слой грунта по всему участку, а трубопровод, постепенно погружаясь, занимает заданное положение; в третьем (в отличие от первого) можно сократить объем земляных работ за счет создания на берегу криволинейного участка.

С помощью трубозаглубителей трубопровод можно погружать по криволинейной линии, которую теоретически можно изобразить в виде S-образной кривой. Иными словами, одни заглубляемые участки могут оказаться на выпуклых, а другие участки — на вогнутых кривых. На криволинейных участках трубопровод испытывает дополнительные напряжения, величина которых зависит от глубины траншеи. Пригрузка концов заглубляемого участка трубопровода грунтом также увеличивает изгибающие напряжения. Вот почему для их снижения трубопровод освобождают от грунта. Увеличение изгибающих напряжений наблюдается также при большой массе трубозаглубителя.

Если прогиб провисающей части трубопровода по сравнению с пролетом невелик, влиянием растягивающей силы на величину прогиба можно пренебречь. Однако в этом случае за счет растяжения может увеличиться напряжение в стенках трубопровода, поэтому допускаемый прогиб будет меньше. Растягивающие напряжения можно найти, используя закон Гука. Для этого надо знать общую длину L_0 , на которой происходит удлинение, и абсолютное удлинение ΔL_0 . Для ориентировочных расчетов $L_0 = L + 2l$ (рис. 11, а). Поскольку прогиб на участках l значительно меньше, чем на участке L , абсолютное удлинение, ΔL_0 можно определить как разность между длиной дуги параболы, образованной упругой линией трубопровода на участке L , и стягивающей ее хордой. Тогда, приняв $\Delta L_0 = 8F^2/(3L)$, получим

$$\Delta L_0 / L = 8F^2 / 3LL_0.$$

Напряжение в трубопроводе от действия растягивающего усилия

$$\sigma_t = E\Delta L_0 / L = 8F^2 / 3LL_0,$$

а растягивающее усилие

$$T = \sigma_t F,$$

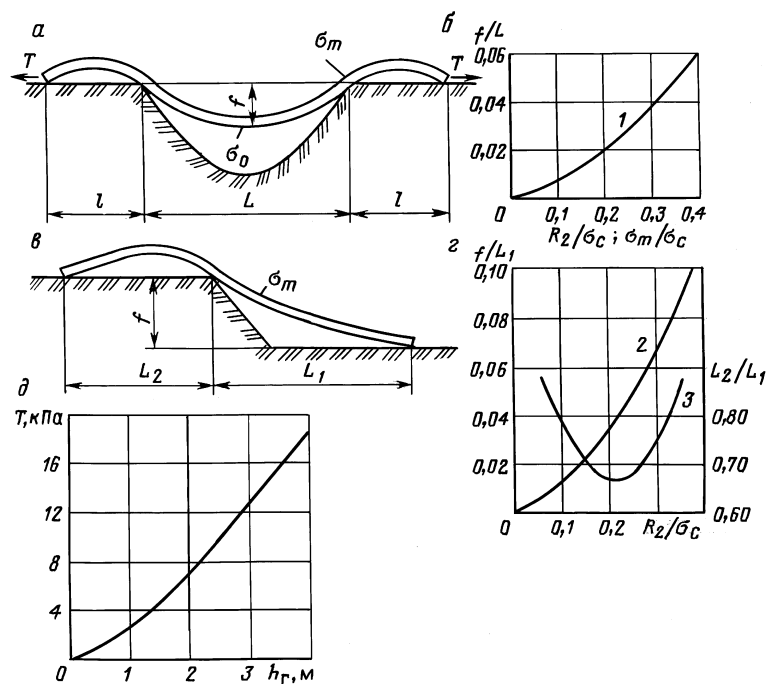


Рис. 11. Схемы характерных профилей и геометрические параметры трубопроводов при заглублении:

a — схема профиля при дополнительном заглублении на пониженные отметки по всей длине; *б* — график для определения геометрических параметров трубопровода при заглублении по всей длине; *в* — схема профиля при переходе на разные отметки; *г* — графики для определения геометрических параметров трубопровода при переходе на разные отметки; *д* — зависимость растягивающего усилия на единицу поверхности трубопровода от высоты слоя грунта над трубопроводом; уравнения 1 — $F/L = F_1(R_2/\sigma_c)$, $L_2/L_1 = 0,53$; 2 — $F/L_1 = F_2(R_2/\sigma_c)$; 3 — $L_2/L_1 = F_3(R_2/\sigma_c)$; h_1 — высота слоя грунта над трубопроводом

где E — модуль деформации материала трубы; F — площадь ее поперечного сечения.

Для практических расчетов используют геометрические параметры изогнутой оси трубопровода при различных схемах заглубления.

Из графика (рис. 11, *б*) видно, что отношения F/L и l/L зависят не от диаметра трубопровода, а от отношения допускаемого напряжения R_2 к приведенному напряжению σ_c . Используя данные, приведенные на рис. 11, *в*, *г*, можно определить величину заглубления трубопровода за один проход тру-

бозаглубителя при известной длине размываемого участка или, наоборот, длину участка размыва, обеспечивающую безопасное погружение трубопровода на заданную глубину.

При практических расчетах допускаемую глубину траншеи можно определять без учета растягивающего усилия, а затем уменьшать полученную таким образом величину в 2 раза.

Наибольшее растягивающее усилие не может быть больше максимально возможной силы трения $T_{\max}$. Если длина засыпанной части трубопровода меньше необходимой для полного защемления, то расчет допускаемой глубины траншеи упрощается, так как $\sigma_t = T_{\max}/F$.

Сила трения на единицу поверхности не зависит от диаметра трубопровода и может быть определена по графику, представленному на рис. 11, d .

Если учитывать массу трубозаглубителя M , то сосредоточенную силу можно заменить эквивалентной нагрузкой, исходя из условия равенства моментов действующих сил в однопроектной балке при распределенной и сосредоточенной нагрузках, т.е. $q_3 = 2M/L$.

Общую нагрузку, действующую на трубопровод при заглублении, принимают равной $q + q_3$.

5.5. ДНО- И БЕРЕГОУКРЕПИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Защита дна и берегов от размыва зависит от характера реки и скорости течения (табл. 6).

На горных реках эффективна защита с помощью габионных покрытий, представляющих собой проволочные ячейки или корзины, заполненные камнем. На дно реки рядом с трубопроводом укладывают сетку из оцинкованной проволоки (толщина 4–5 мм) с загнутыми кверху краями. На нее отсыпают камни, а затем устанавливают вторую сетку. Край нижней и верхней сеток связывают по всему периметру конструкции.

На равнинных реках используют разные виды крепления откосов (рис. 12).

Опыт эксплуатации подводных переходов показывает, что во многих случаях набегающие волны причиняют береговым участкам существенные повреждения, поэтому важен правильный выбор крупности щебеночных или галечниковых частиц для обратного фильтра по условиям предупреждения

Т а б л и ц а 6

**Рекомендуемые крепления откосов
на участках подводных переходов (глубина 1 м)**

Вид крепления								v _{доп} , м/с		h _в , м	
Дерновка плашмя на свежесыпанных откосах								0,8		0,2	
То же, на слежавшихся или уплотненных откосах								1,1		0,3	
Дерновка плашмя с ивовыми корнями;								1,7		0,5	
дерновка "в стенку" на свежесыпанных откосах								1,75*		0,5*	
Дерновка "в стенку" на уплотненных грунтах;											
хворостяное покрытие без плетней на свежесыпанных откосах (v = 0,3√δ и h = 2δ)								1,75*		1,0*	
Хворостяное покрытие без плетней на слежавшихся или уплотненных грунтах (v = 0,35√δ и h = 4δ)											
Хворостяная выстилка с плетнями на свежесыпанных откосах (v = 0,32√δ и h = 3δ)								1,6*		0,75*	
То же, на слежавшихся грунтах (v = 0,4√δ и h = 3δ)								1,9*		0,75*	
Фашинный тюфяк (v = 0,4√δ)								3,0**		—	
Одиночное мощение по мху (δ = 15—20 см)								2,0		0,8	
То же, по щебню на свежесыпанных откосах (δ = 15—20 см)								2,5		1,0	
Двойное мощение по щебню (δ = 0,5 см)								4,5		2,25	
								Габионы		5	

П р и м е ч а н и я:

1. v_{доп} — допускаемая средняя скорость течения; h_в — высота волны; h — толщина покрытий; δ — крупность камня.

2. Одной звездочной обозначены величины при толщине покрытия и выстилки, двумя — при толщине фашинного тюфяка, равной 65 см. При глубине более 1 м v_{доп} следует умножить на коэффициент m:

Средняя глубина потока, м	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12 и более
m	1,15	1,25	1,32	1,38	1,43	1,48	1,52	1,55	1,58	1,61	1,64

их выноса через пустоты. Для этих целей рекомендуется пользоваться следующими формулами:

при каменном защитном покрытии

$$\delta > (0,2...0,25)1,36\sqrt{Q_k\rho_k},$$

при защитном покрытии из железобетонных плит —

$$\delta > (2,5...3)\delta_{ст},$$

где δ — диаметр частиц оптимальной крупности; Q_k — средняя масса отдельных камней верхового покрытия; ρ_k — плотность камня; $\delta_{ст}$ — зазор между соседними железобетонными плитами в месте их стыка.

Рис. 12. Способы крепления береговых откосов на равнинных реках:

a, б — дерновка соответственно плашмя и в стенку; *в* — одиночное мощение по мху; *г, д* — одиночное мощение по щебню; *е* — каменная наброска; *ж* — хворостяная выстилка; *з* — бетонные плиты; *и* — узел крепления бетонных плит; *1* — деревянные спицы ($L = 30-40$ см); *2* — мох; *3* — линия максимального размыва; *4* — щебень; *5* — крупный песок; *6* — слой хвороста; *7* — тюфяк (при слабых грунтах); *8* — слой гравия $0,15$ м; *z* — предполагаемая глубина подмыва

Расчет массы отдельных камней для верхового покрытия производят по формуле

$$Q = K \mu \rho_k \lambda / [(\rho_k / \rho_v - 1)^3 \sqrt{1 + m^2}],$$

где K — коэффициент запаса ($K = 1,5$); μ — коэффициент, учитывающий форму камня ($\mu = 0,025$); λ — длина волны; m — котангенс угла заложения откоса.

Для разравнивания каменных набросок под водой используют специальное приспособление (рис. 13), состоящее из двух вертикальных стоек 3, горизонтальных направляющих 1 и выравнивающей рейки 2. Вертикальные стойки свободно перемещаются в вертикальных направляющих 4, жестко за-

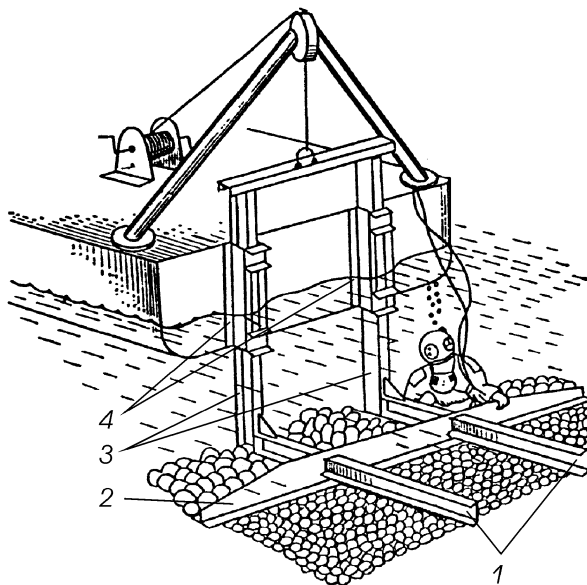


Рис. 13. Понтон с установленным краном-укосиной для разравнивания каменных набросок под водой

Т а б л и ц а 7

Типы берегоукрепления и условия синтетических подстилающих покрытий на подводных переходах магистральных трубопроводов

Типы конструкций берего-укрепления		Предназначение в зависимости от природных факторов эксплуатации переходов
Защитные покрытия с подстилающим слоем из нетканых синтетических материалов		
Железобетонные плиты. Гибкие железобетонные решетки с засыпкой ячеек грунтом. Гибкие покрытия из отработанных автопокрышек с засыпкой грунтом		Для подводного и надводного берего-укрепления, рассчитанного на длительный срок эксплуатации, в условиях воздействия на откосы волн высотой более 0,5 м, скорости течения 1,5 м/сек и более, ледовых нагрузок
Отсыпка из щебня, гравия, гравелисто-галечных грунтов.		Для временной защиты берегового склона на срок 5—7,5 лет; снижение интенсивности русловой и поверхностной эрозии грунта засыпки
Маты из геотекстильных материалов		
Двухслойные	Со сплошным заполнением полостей. С частичным заполнением полостей	Для подводного и надводного берего-укрепления, рассчитанного на срок эксплуатации не менее 10 лет, в облегченных условиях, в том числе при волнении до 0,5 м и скорости течения до 1,5 м/сек
Однослойные с решеткой из оболочек, заполненных неразмываемыми материалами		
Геотекстильные грунтозащитные (противоэрозионные) экраны		
С разделительными перегородками	С упорными призмами из неразмываемых материалов. Без упорных призм	Для укрепления берегового склона выше уровня воды, снижения размывающего воздействия от дождевых, талых и инфильтрационных вод на грунт засыпки в начальный период эксплуатации перехода. Основная цель — исключение негативных последствий, обусловленных нарушением растительного покрова, структуры и естественной плотности грунтов при разработке и засыпке приурезных траншей в процессе строительства подводного перехода
Типа “лесенка” с разделительными перегородками и Z-образными перегибами	С упорными призмами из неразмываемых материалов. Без упорных призм	

крепленных на корме понтона или на санях, передвигаемых по льду. Угол между горизонтальными направляющими и вертикальными стойками равен 90°. К вертикальным стойкам прикреплены геодезические рейки или на них нанесены метки, по которым проверяют соответствие фактического по-

ложения верха наброски проектному. Подъем и спуск приспособления осуществляют с помощью лебедки, установленной на понтоне или санях, — в зимнее время.

Устройство дно- и берегоукрепительных работ рекомендуется выполнять с использованием синтетических нетканых материалов, укладываемых в виде подстилочных слоев, засыпаемых неразмываемыми грунтами, отсыпками из щебня или с укладкой железобетонных плит.

Типы берегоукрепления из нетканых синтетических материалов, матов и экранов из геотекстильных материалов приведены в табл. 7.

5.6. ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ В ПОДВОДНЫХ УСЛОВИЯХ

Предремонтные наружные обследования позволяют определять состояние противокоррозионной защиты трубопровода, толщину защитного слоя грунта и динамику его изменения, фактическое пространственное положение трубопровода и радиусы его кривизны, толщину и сплошность металла трубы, характер и линейные размеры поверхностных дефектов трубопровода.

Технологические операции наружного диагностического контроля выполняются в определенной последовательности с использованием цифрового трассопоискового прибора, геодезических инструментов (при необходимости с привязкой к системе GPS), эхолотов с трехмерным изображением информации, подводного телевидения, средств неразрушающего контроля, специального программного обеспечения для обработки результатов контроля.

В зависимости от условий ремонтные работы проводятся с плавсредств, со льда или непосредственно под водой с использованием труда водолазов, обученных по специальной программе.

В соответствии с РД153-39-030—98 "Методика ремонта дефектных участков нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики" предусмотрены методы постоянного и временного ремонта труб с дефектами.

В качестве методов постоянного ремонта применяется шлифовка, заварка (наплавка) дефектов, установка неприварных ремонтных муфт с композитным заполнением, вырезка дефекта (замена катушки), замена участка.

По экономическим причинам допускается:

использование вырезки дефектного участка вместо установки нескольких муфт или проведения сплошной заварки коррозионных дефектов;

установка муфт вместо заварки группы коррозионных дефектов или рисок.

В исключительных случаях при невозможности применения метода постоянного ремонта может быть произведен временный ремонт с установкой приварной муфты на срок до 1 года.

В качестве примера выборочного ремонта отдельных мест может служить обнаружение и устранение свища на подводном переходе магистрального газопровода через Хаджибейский лиман в Одесской области, которые выполнялись при полном отсутствии видимости под водой.

Путем размыва грунта, толщина которого достигала 1,2 м, было установлено место выхода газа через пленочное покрытие. После удаления покрытия выяснилось, что свищ находится где-то в стороне, поскольку газ проходил под отслоившейся изоляцией. Постепенно удаляя изоляцию, было установлено место утечки газа, которое находилось на расстоянии примерно 3 м. В районе свища была выполнена ультразвуковая толщинометрия и сделан слепок дефектного участка. Результаты контроля показали, что коррозионное повреждение, приведшее к разгерметизации газопровода, носит локальный характер, а размер свища составляет около 2 мм.

По результатам контроля была разработана технологическая схема и выполнена герметизация свища с помощью специальной металлической пробки, которая затягивалась на свище. После опрессовки участка ремонта при давлении 4 МПа на поверхность трубы было нанесено гидроизолирующее покрытие и установлен разъемный усиливающий хомут. В ходе работ проводилась видеосъемка с помощью подводной телекамеры со специальной насадкой, которая давала возможность визуализировать в практически непрозрачной среде некоторые фрагменты поверхности трубы, пробки, качество изолирующего покрытия. Видеозапись указанных фрагментов использовалась затем для анализа результатов работы.

Несколько иной подход к предремонтному обследованию применялся на подводном переходе через речку Южный Бут магистрального нефтепровода ГАО "Приднепровские магистральные нефтепроводы". Здесь по методу Пирсона было обнаружено нарушение сплошности противокоррозионного покрытия нефтепровода. После размыва нефтепровода были

выполнены более тщательные измерения градиента потенциалов токов утечки на участке с дефектным покрытием, которые позволили установить место сквозного повреждения пленочной изоляции. После удаления дефектного покрытия с помощью подводной телекамеры был выполнен визуальный осмотр поверхности трубы в месте повреждения покрытия и проведена ультразвуковая толщинометрия. Но коррозии на металле обнаружено не было, поскольку эффективно работала ЭХЗ. Была восстановлена только изоляция.

При широкомасштабном проведении внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов на переходах через водные преграды проводится идентификация дефектов разного типа.

Идентификация дефекта трубопровода, проложенного с заглублением в дно, является сложной технической задачей, которая по трудоемкости значительно превышает аналогичную процедуру на суше.

Для обеспечения условий безопасной работы водолаза откосы подводного котлована выполняются с большим уклоном, чем на суше. Подводный котлован постоянно заносится грунтом. Подводно-технические работы выполняются в условиях ограниченной видимости или даже при ее отсутствии, поэтому для проведения дополнительного диагностического контроля требуются специальные технические средства.

Подводный трубопровод часто бывает заглублен в грунт на несколько метров, защищен футеровкой и забалластирован пригрузами. Поэтому важно точно определить местоположение дефекта, чтобы снизить до минимума трудозатраты по его размыву и контролю.

С целью повышения эффективности мероприятий ТОР подводных переходов магистральных нефтепроводов специалистами АО "Трест Подводтрубопровод" по заказу Гомельского предприятия транспорта нефти "Дружба" был разработан специализированный программный продукт RIVER, совместимый с семейством программных продуктов SLIDER OFFICE (разработчик — ЗАО "Нефтегазосистема", г. Гомель).

Основой информационной системы является пространственная модель подводного перехода, построенная по данным геодезической съемки трассы в границах между береговыми задвижками. По этой модели производится корректировка местоположения особенностей, зафиксированных внутритрубным инспекционным снарядом. Важным элементом этого этапа работ является обустройство постоянного съемочного обоснования, для чего закладывается необходимое количество

грунтовых реперов и проводится их взаимное координирование со всеми маркерными пунктами. Эта система обеспечивает единство измерений, проводимых на подводном переходе, включая аэрофотосъемку. Поэтому с помощью пространственной модели можно уточнить дефектные места и проводить комплексный анализ всех факторов, влияющих на целостность трубопровода, анализировать эффективность применяемых мер.

С целью обеспечения условий для проведения на нефтепроводах, проходящих через участки местности с высоким уровнем грунтовых вод (болото или пойма реки), в АО "Трест Подводтрубопровод" была разработана передвижная герметичная камера (см. фото на вкладке). С ее помощью можно проводить контроль и ремонт изоляционного покрытия трубопровода, выполнять выборочный ремонт дефектов металла (шлифовка, заварка, монтаж муфт). Все работы выполняются в сухом помещении по стандартным технологиям. На камере установлен самостоятельный механизм перемещения, который позволяет выполнять ремонт изоляционного покрытия на протяженных участках.

Камера РГПК (длина 4 м, ширина 4,5 м и высота 2,55 м) надевается на трубопровод и перемещается собственными силами вдоль трубопровода по болоту с помощью механизма перемещения, установленного внутри. Тяговое усилие для передвижения камеры составляет 10 т. Управление передвижением камеры обеспечивает один человек, входящий в состав ремонтной бригады.

Вскрытие грунта перед камерой очередной захватки осуществляется экскаватором-болотоходом. Грунт от разработки на трубе перед камерой, пока внутри идет ремонт поверхности трубы или восстановление изоляции, разгружается на отремонтированный участок предыдущей захватки. Темп выполнения работ — 20 п.м в смену продолжительностью 8 час для труб диаметром 820 мм и 16 п.м — для труб диаметром 1020 мм.

В соответствии со стратегией технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов в ОАО "Сибнефтепровод" широко применяются эффективные методы выборочного ремонта участков нефтепроводов с опасными и потенциально опасными дефектами, выявленными при обследовании внутритручными инспекционными снарядами.

В соответствии с "Правилами капитального ремонта магистральных нефтепроводов" в проекте производства работ предусматривается визуальный осмотр дефектного участка

нефтепровода и, при необходимости, дополнительный контроль физическими методами, а затем выполнение ремонта дефектных мест путем усиления стенки трубы муфтами или вваркой катушки.

Однако применение регламентированной технологии ремонта нефтепроводов становится невозможным, если дефект находится на участке, расположенном в обводненной местности (болото, пойма реки) или в мелких озерах и старицах, из-за слоя воды над верхней образующей трубы.

С такой ситуацией ремонтные службы АО "Сибнефтепровод" столкнулись на участке нефтепровода, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе, где нефтепровод проходит по болотистой местности, пересекая озера и периодически выходя на междуозерные перемычки. Проезд к данному участку возможен через тайгу только в зимний период.

Анализ мировой практики ремонта подводных трубопроводов без подъема на поверхность воды показал, что наиболее доступным способом ремонта является установка на дефектный участок несварного герметизирующего хомута, половинки которого стягиваются вокруг трубы с помощью затяжных болтов. Так как окружные усилия, возникающие при стягивании хомута, прикладываются к стенке трубы через упругие прокладки, такой хомут нельзя рассматривать как усиливающий, а только как временную меру, препятствующую попаданию нефти в окружающую среду в случае разрыва трубы в месте дефекта.

Переговоры с зарубежным поставщиком герметизирующих хомутов показали, что высокая стоимость и длительный срок поставки делают этот вариант ремонта неприемлемым.

Было принято решение выполнить выборочный ремонт дефектных участков с помощью ремонтной герметичной камеры, конструкция которой предложена специалистами АО "Трест Подводтрубопровод" (г. Киев) (фото 6). В качестве средства для проведения работ была предложена герметизирующая камера, которая надевается на размываемый трубопровод, поворачивается вокруг трубы и герметизируется в месте стыковки с трубопроводом. Из камеры откачивается вода, и работы выполняются насухо.

Ремонтная камера состоит из основной камеры и боковых накладок с герметизирующими узлами. Для случая, когда толщина слоя воды над верхней образующей трубы составляет 1,5–2 м, на основную камеру устанавливается

дополнительный короб. Габаритные размеры камеры 3200×2200×3000 мм, масса камеры в сборе не превышает 2000 кг.

Камера обеспечивает выполнение ремонтных работ на участке нефтепровода длиной до 2 м. Одновременно в камере могут вести работы четыре человека.

Перед установкой камеры в районе дефектного участка водолазы размывается шурф необходимых размеров путем отсоса грунта грунтососом. Рыхление грунта вокруг всасывающего наконечника грунтососа производится струей гидромонитора.

Водолазы под водой определили дефектное место и его идентификацию с помощью ультразвукового толщиномера и других специальных технических средств и инструментов. С помощью автокрана камера была сверху установлена на трубу, а затем перевернута вокруг оси трубы, как показано на рис. 14. После установки боковых стенок произвели герметизацию, устранили течь в стыковых элементах, из камеры выкачали воду. Вода, в незначительных количествах поступающая через уплотнения (до 4 л/мин), откачивалась насосом НЦС-1.

После откачивания воды из камеры стало возможным проведение ремонта дефектов металла и кольцевых сварных соединений с применением сварных или композитно-муфтовых технологий, гидроизолирующего покрытия, а также технического контроля состояния трубопровода физическими методами.

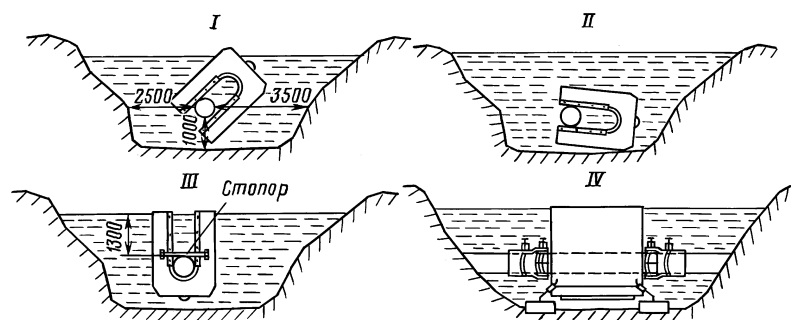


Рис. 14. Установка ремонтной камеры на подводный трубопровод в разных положениях:

I — сверху на трубопровод с помощью крана; II — сбоку продвижением; III — переворачивание и закрепление на трубе; IV — при установке боковых стенок и герметизации соединений

Внутри камеры работы выполняли по регламентированной технологии, с использованием имеющихся в распоряжении ОАО "Сибнефтепровод" технических средств, материалов и инструментов.

На этапе подготовки к ремонту выполнили расчет на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода с учетом дополнительных внешних нагрузок на нефтепровод, связанных с установкой камеры. В зависимости от фазы процесса установки эти нагрузки определяются массой заполненного нефтью провисающего трубопровода, собственным весом ремонтной камеры и выталкивающей силой, действующей на камеру после откачки воды.

Ремонтные работы проводили в зимний период при толщине льда около 1,2 м.

Таким методом были выполнены ремонты на подводных участках в районе озера Ватътор, реки Пяку-Пур и поймы р. Обь.

5.7. РЕМОНТ В ОСУШЕННОМ КОТЛОВАНЕ

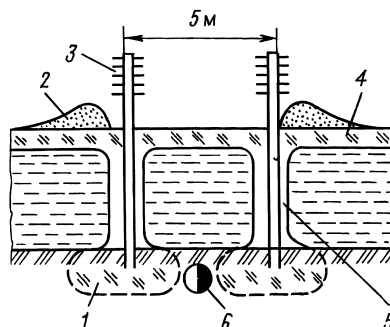
При небольшой глубине водоема для ликвидации повреждения целесообразно устраивать искусственные ограждения с водоотливом. В этом случае ремонтные работы можно вести на открытом воздухе, что обеспечивает их высокое качество. На глубинах до 1 м (дно водоема слабофильтрующееся, скорость течения не превышает 0,5 м/с) целесообразно применять грунтовые перемычки (с шириной поверху не менее 1 м) из песка, супесей и суглинков. На этих же глубинах можно использовать деревянные шпунты, забиваемые на глубину 1–1,5 м. Глубина забивания шпунта в грунт зависит от устойчивости грунта на вымывание. Для однорядного шпунта $h > \zeta / (3i)$, для двухрядного — $h > H / (5i)$, где H — расстояние от горизонта воды до дна котлована; i — выходной градиент фильтрационной воды (для глин $i = 0,75–1$, для суглинков — $0,5–0,75$, для песков — $0,4–0,5$).

В месте примыкания шпунтовой стенки к трубопроводу со стороны водоема укладывают мешки с песчано-цементной смесью, а вокруг отсыпают грунт с откосами (уклон 1 : 2). Затем из котлована насосом откачивают воду.

В зимнее время, особенно в районах Западной Сибири, котлован можно выполнить методом вымораживания, для чего лед вырубают выше отметки воды. За ночь происходит промерзание очередного слоя воды. Затем лед вырубают сно-

Рис. 15. Схема вымораживания котлована с помощью термосифонов при ремонте подводных трубопроводов:

1 — промерзшее дно; 2 — валик из снега; 3 — термосифон; 4 — лед; 5 — ледовая стенка; 6 — ремонтируемый трубопровод



ва. Процесс повторяется до тех пор, пока труба не окажется обнаженной.

Котлован можно вымораживать с помощью термосифона (рис. 15) — герметичных стальных труб диаметром 25 мм. Подводная часть такого термосифона является испарителем, надводная — оребренным конденсатором длиной 0,5–1 м.

При определении числа термосифонов учитывают температуру воды и окружающей среды.

Термосифоны устанавливают после образования сплошного ледяного покрова толщиной 10–15 см. Через отверстия в ледяном покрове диаметром 6–7 см испарители сифонов опускают в воду и вдавливают в дно. Конденсаторы термосифонов должны выступать над поверхностью льда на высоту не менее 1–1,2 м. После установки термосифонов отверстия в ледяном покрове закрывают слоем теплоизоляционного материала (например, снегом) во избежание образования в зоне их установки толстого ледяного покрова. После образования в воде сплошной ледяной стенки через майну, вырезанную во льду, откачивают воду. В результате этого стенки намораживаются еще больше, и образуется котлован, в котором можно проводить ремонтные работы. Данный метод применим в тех случаях, когда эти работы не надо выполнять быстро.

5.8. РЕМОНТ С ПОДЪЕМОМ ТРУБОПРОВОДА НА ПОВЕРХНОСТЬ

Ремонт, связанный с вырезкой поврежденных участков, можно выполнить более качественно, подняв трубопровод на поверхность воды или льда. В летний период подъем осуществ-

ляют с помощью плавучих порталных опор, площадок и камеры.

Плавучие порталные опоры конструкции Гипроречтранс предназначены для разрезки, центровки и сварки катушки, устанавливаемой взамен поврежденного участка в плавучей камере (рис. 16, ‡). Они изготовлены из четырех универсальных понтонов УП-4, соединенных между собой рамой. На опорах устанавливают грузоподъемные лебедки с тяговым усилием 70 кН и четыре папильонажные лебедки с тяговым

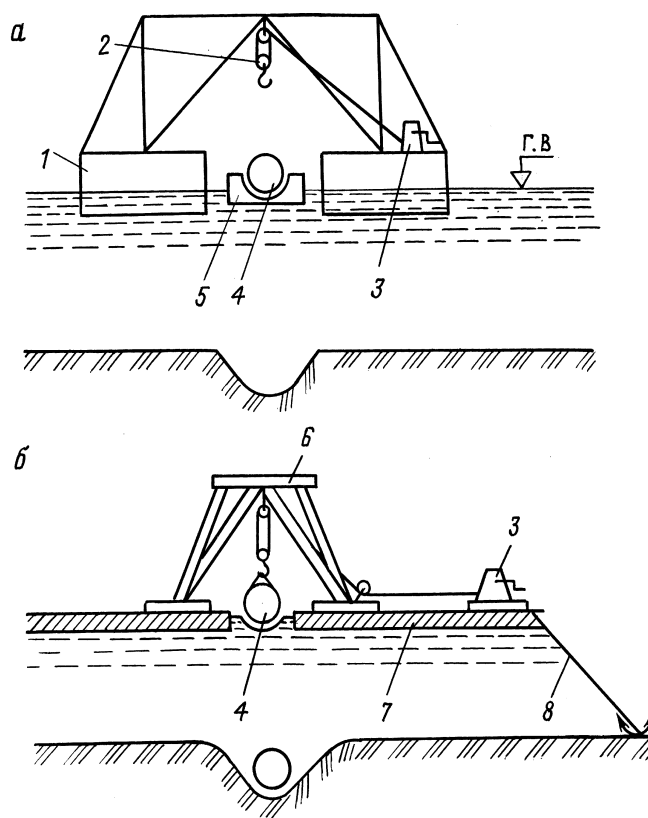


Рис. 16. Подъем трубопровода на поверхность для ремонта:

‡ — схема подъема и расстановки плавсредств при ремонте над водой в плавучей камере; а — схема подъема зимой после разрезания его под водой; 1 — плавучая система с подъемным устройством; 2 — полиспаст; 3 — лебедка; 4 — трубопровод; 5 — плавучая камера для сварки стыков; 6 — порталная рама; 7 — лед; 8 — оттяжка

усилием 15—30 кН. Для проведения сварочных и изоляционных работ на трубопроводах любых диаметров при скорости течения 0,7 м/с и волнении до 1 балла используют плавучую камеру. Она представляет собой открытый сверху прямоугольный понтон (3,6×3,1×18 м), сваренный из стали толщиной 3—4 мм. По углам понтона расположены герметичные ящики вместимостью 2,3 м³, заполненные воздухом. Их положительная плавучесть обеспечивает выполнение работы по вырезке и вставке катушек. Для удобства проведения работ и центровки труб в бортах камеры вырезаны полукруглые гнезда, на которые укладывают просмоленную паклю. С наружной стороны камеры по образующей гнезд с помощью пластин и болтов крепят брезентовые фартуки, которые предотвращают попадание воды в камеру. На дне камеры устроен настил из досок.

До начала проведения ремонтных работ необходимо установить общую длину поднимаемого участка трубопровода, рассчитать усилия, возникающие в трубе при подъеме и опускании.

В зимнее время для подъема трубопровода опорные точки (рис. 16, а) с блоками и лебедками устанавливают на льду. При выборе расстояния от края майны до места опирания учитывают длительность стояния на льду. Если толщина и прочность ледяного покрова недостаточны, увеличивают толщину несущей поверхности намораживанием, а тяговые лебедки, насосные станции и другое оборудование устанавливают на деревянных настилах, тем самым рассредоточивая нагрузку на лед. Для облегчения массы трубопровода к нему подвешивают разгружающие понтоны. Чтобы уменьшить воздействие гидродинамического давления воды на трубопровод при подъеме его на поверхность и опускании на дно, используют тросовые оттяжки. Их длина $L_{от}$ зависит от глубины залегания трубопровода и расстояния между створом трубопровода и лебедками L :

L , в долях единицы	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0	8,0	10,0
$L_{от}$, м	1,8	2,2	2,7	3,2	4,1	5,1	6,2	8,1	10,0

Усилия, возникающие в трубопроводе, рассчитывают по формулам для многопролетной балки с опорами в местах закрепления оттяжек.

При ремонте трубопровода на плаву (табл. 8) с использованием камеры и порталных опор необходимо использовать плавучие площадки с лебедками для устройства оттяжек и удержания камеры в определенном положении, буксирные

Т а б л и ц а 8

Показатели, при которых возможен ремонт трубопровода на плаву

Диаметр трубопровода, мм	Число опор при длине трубопровода, м			Максимальное расстояние между опорами, м	Удерживающая сила якорей (кН) при длине трубопровода, м		
	до 200	до 400	до 1000		до 200	до 400	до 1000
Скорость течения 0,5 м/с							
325—377	3	5	11	100	13	26,5	66
426—529	3	5	11	100	14	27,5	68
630—820	2	3	6	200	15	30	75
920—1020	2	3	6	200	17	32	79
1220—1420	2	2	4	400	19	37	93
Скорость течения 1,0 м/с							
325—377	5	9	21	50	43	86	265
426—529	5	9	21	50	55	109	272
630—820	3	5	11	100	60	120	298
920—1020	3	5	11	100	63	126	314
1220—1420	2	3	6	200	74	148	372

катера, имеющие оборудование для резки, сварки и изоляции стыков.

Поврежденный участок трубопровода вырезают с помощью механических машинок, позволяющих одновременно с резкой подготавливать фаски. После этого производят монтаж и приварку вставки. С плавучих опор отремонтированный трубопровод постепенно погружают на дно, используя для этой цели стальные канаты, соединенные с подъемными устройствами опор. К концам укладываемой плети приваривают патрубки определенного сечения; один — для заполнения погружаемого трубопровода водой, другой — для выхода воздуха.

Заполнение трубопровода водой при спуске ведется под непосредственным наблюдением руководителя работ и выполняется с помощью мото- или электронасоса.

Трубопровод начинают укладывать с опор, расположенных на участках с наибольшей глубиной. По мере опускания трубопровода на этом участке включают в работу соседние опоры с таким расчетом, чтобы радиус кривой изгиба не превышал допустимой величины.

Во время укладки необходимо постоянно контролировать положение трубопровода с помощью закрепленных на нем канатов, маркированных через каждый метр.

Воду в трубопровод закачивают до тех пор, пока она не начнет вытекать из воздухоотводного патрубка.

Для уменьшения массы трубопровода при укладке его способами свободного погружения и с плавучих опор и придания ему необходимой расчетной плавучести используют разгружающие понтоны грузоподъемностью 15, 30, 100 и 120 кН. Число понтонов и расстояние между ними подбирают с таким расчетом, чтобы течение не сносило погружаемый трубопровод со створа укладки.

Давление потока воды на 1 м трубопровода p (с учетом навешенных на него разгружающих понтонов) рассчитывают по формуле

$$F = p_{\text{тр}} + p_{\text{п}}/l_{\text{п}},$$

где $p_{\text{тр}}$ и $p_{\text{п}}$ — гидродинамическое давление соответственно на трубу и понтон; $l_{\text{п}}$ — расстояние между понтонами.

Число понтонов определяют по следующим выражениям:

$$n = L/l_{\text{п}} - 1 \approx L/l_{\text{п}};$$

$$n = (g_{\text{т}} - \Pi_0)/q_{\text{п}},$$

где n — число понтонов на трубопроводе; $g_{\text{т}}$ — масса в воде 1 м трубопровода, заполненного водой; Π_0 — расчетная отрицательная плавучесть трубопровода; $q_{\text{п}}$ — грузоподъемность одного понтона.

Решая систему уравнений с учетом приведенных формул, определяем расстояние между понтонами $l_{\text{п}} = q_{\text{п}}/(q_{\text{т}} - \Pi_0)$.

Т а б л и ц а 9

Допустимые максимальные расстояния (в м) между понтонами

Диаметр трубопровода, мм	Подъемная сила понтонов в сечении погружаемого трубопровода, кН			
	15	30	50	100
325	8	—	—	—
351	9	—	—	—
377	11	—	—	—
426	14	7	—	—
476	18	9	—	—
529	22	11	—	—
630	31	16	10	—
720	50	24	15	—
820	—	30	18	9
920	—	40	23	11
1020	—	55	35	18
1220	—	—	43	22
1420	—	—	64	32

При выборе расстояния между понтонами в том случае, если трубопровод укладывают с опор, учитывают, что местные напряжения от воздействия подъемной силы понтона не должны превышать 5 % от максимальных изгибающих напряжений в трубопроводе (табл. 9).

Если дно сложено из песков или глин, то для более надежного удерживания поднимаемого участка трубопровода в створе, а также для обеспечения устойчивости плавсредств при ремонте верхнего по течению двух- или многониточного перехода используют якоря-присосы.

5.9. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ СВАРКИ

Ремонтировать трубопровод можно с помощью сварки непосредственно в водной среде или сварки в среде инертного газа, создаваемой в камерах или кессонах.

Во всех случаях подводная сварка на трубопроводах должна осуществляться в соответствии с требованиями Типовой инструкции о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывобезопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности.

Перед сваркой повреждение предварительно готовят таким образом, чтобы можно было приварить накладку снаружи трубопровода или подкладку изнутри, вырезав поврежденную часть трубы. В этом случае подкладка, за счет опирания на кромки трубы, лучше передает нагрузки от внутреннего давления (рис. 17).

Сварка непосредственно в водной среде выполняется с помощью полуавтомата "Нептун", созданного в Институте электросварки им. Е.О. Патона и имеющего следующие основные характеристики:

Напряжение питающей сети, В.....	380(220)
Потребляемая мощность, кВт.....	0,6
Сила сварочного тока, А.....	400
Диаметр электродной проволоки, мм.....	1,6—2
Скорость подачи электродной проволоки, м/мин.....	1,5—11,5
Масса погружаемого контейнера в воде, кг.....	12
Допустимая глубина воды, м.....	До 60

Опыт ликвидации аварий с применением подводной "мокрой" сварки показал, что даже при удовлетворительных фи-

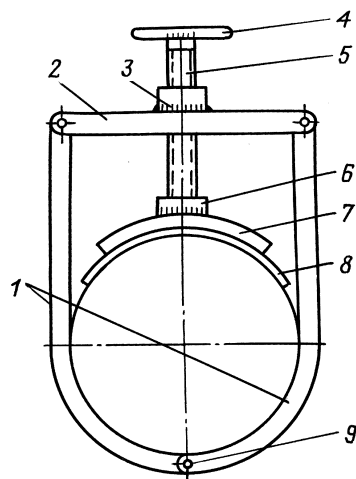


Рис. 17. Прижимная струбцина:

1 — скобы; 2, 7 — планки; 3 — гайки;
4 — маховик; 5 — червяк; 6 — пята;
8 — латка; 9 — шарнир

зико-механических свойствах основного металла трубы, накладки и сварного шва, сварное соединение может быть временной мерой.

На Всероссийских учениях по ликвидации аварий были проведены исследования надежности ремонтной конструкции на трубе диаметром 700 мм с толщиной стенки 10 мм со сквозным отверстием, на которое под водой была приварена заплата нахлесточными сварными швами.

Натурные испытания выполнялись на специальном стенде, обеспечивающем циклическое нагружение фрагмента трубопровода внутренним давлением до напряжений $\sigma_b/2$, что соответствует рабочим циклическим нагрузкам нефтепровода. Один цикл нагружения проходил в течение 2 мин. Разгерметизация заплаты произошла на 3060-м цикле.

Металлографические исследования показали, что причиной разгерметизации послужила цепочка микропор, расположенная под углом $60-70^\circ$ к поверхности трубы. При действии циклической нагрузки микропоры соединились, образовав микротрещину, что и послужило причиной разрушения.

Кроме микропор в шве по линии сплавления металла трубы и сварочного шва был обнаружен непровар, который свидетельствовал о нарушении технологии ведения сварочного процесса под водой.

На судоходных реках возмущения, вызываемые проходящими судами, отрицательно сказываются на работе водолаза, что приводит к снижению качества сварки.

На качество подводных сварочных работ влияет плохая видимость, которая изменяется в течение года. Поэтому при восстановлении подводных трубопроводов сварка в водной среде не находит широкого применения. Проблема может быть решена с применением оснастки, обеспечивающей удовлетворительную видимость.

Более надежна приварка заплат в камерах. Сварка в среде инертного газа, выполняемая в камере, улучшает качество соединения. Однако при повышении парциального давления азота увеличивается его растворимость в расплавленном металле, что приводит к хрупкости соединения. В этих случаях лучше использовать аргон и двуокись углерода.

Подводная сварка может производиться с помощью устройства "Гидровэлд", разработанного в США, которое представляет собой сухую портативную камеру небольшого размера, заполненную инертной газовой смесью (рис. 18). Корпус камеры изготавливается из органического стекла. К нижней части корпуса крепится сменное уплотнение из пористой резины. Его форма повторяет контур свариваемой поверхности, что препятствует проникновению воды в камеру. В стенке камеры имеется диафрагма, через которую подается сварочный пистолет с гибким рукавом, позволяющим манипулировать этим пистолетом в пределах камеры. Инертный газ поступает в камеру через диффузор гибкого рукава и прокачивается через нее, не влияя на характеристику сварочной дуги и препятствуя проникновению воды. Накопившиеся газы через обратный клапан удаляются из камеры за счет избыточного давления. В камере имеется подсветка.

Манипуляции с камерой осуществляют одной рукой, а со сварочным пистолетом — другой. Контроль за напряжением, силой тока, параметрами газовой смеси, поступающей в камеру, а также включение освещения производят с пульта, установленного на поверхности воды.

Сварочная проволока не имеет покрытия, поэтому сварные швы не очищают. Шов получается однородным. По окончании сварки камеру некоторое время держат над швом во избежание его резкого охлаждения водой. Визуальный контроль качества швов водолаз-сварщик осуществляет через прозрачные стенки камеры.

Достигнуть высокой надежности сварных соединений можно в подводной камере с шахтным колодцем или в кессоне.

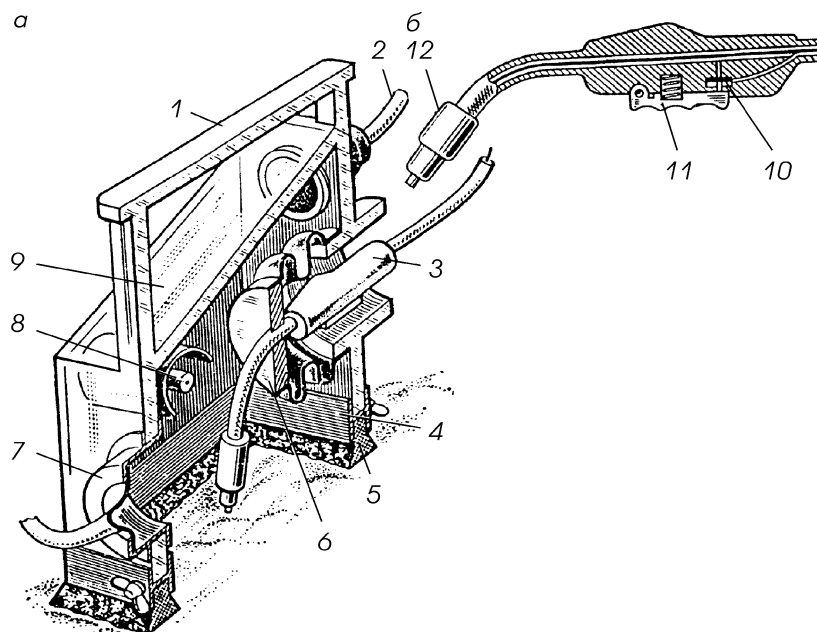


Рис. 18. Устройство для полуавтоматической сварки под водой:

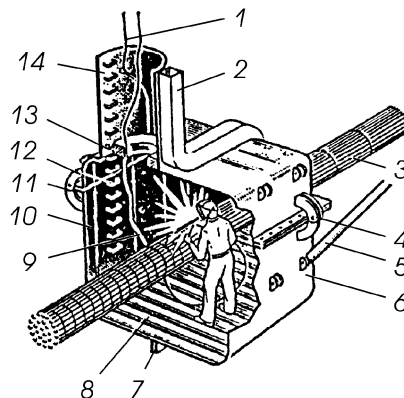
† — общий вид; а' — разрез резака; 1 — рукоятка; 2 — гибкий металлический шланг для отвода избыточного инертного газа; 3 — сварочный пистолет; 4 — съемная головка; 5 — резиновое уплотнение; 6 — диафрагма из резины; 7 — патрубок для подачи смеси аргона с двуокисью углерода; 8 — источник света; 9 — прозрачный корпус из оргстекла; 10 — клапан для отвода инертного газа к датчику давления; 11 — блок подачи проволоки; 12 — насадка для подсушивания места сварки и предохранения дуги от потока инертного газа

Подводный колодец шахтного типа, монтируемый на трубопроводе, состоит из двух-трех секций, соединяемых по стыкам болтами (рис. 19).

Шахтный колодец представляет собой металлическую герметическую камеру с раскрывающимися (по типу грейфера) стенками в нижней части, которые после закрытия уплотняются вокруг трубы по фланцам. К камере крепится трубчатый колодец с вентиляционной системой, а также откидные рамы для установки балластных контейнеров. Уплотняют зазор в кольцевых отверстиях камеры, через которые проходит ремонтируемый трубопровод, при помощи обойм из металла с вложенной внутрь разрезанной с одной стороны автомобильной камеры с завулканизированными концами. Уплотнение достигается при помощи двух полуколец из листо-

Рис. 19. Шахтный колодец для ремонтных работ под водой:

1 — канат лифта; 2 — вентиляционный короб; 3 — трубопровод; 4 — шарнир; 5 — подкос; 6 — откидная часть камеры; 7, 11 — фланцы; 8 — настил; 9 — сварочный кабель; 10 — камера; 12 — трап; 13 — площадка лифта; 14 — шахта



вого металла, вкладываемых в обойму с обеих сторон камеры. После установки на месте работ воду из камеры откачивают насосами и сварку производят в сухой камере. Такой метод целесообразно применять в тех случаях, когда трубопровод заполнен водой, а не нефтью. Предельно допустимая взрывоопасная концентрация (ПДВК) паров нефти не должна превышать 300 мг/м^3 .

Перед проведением огневых работ в течение некоторого времени проводят анализ воздушной среды. Ручная дуговая сварка корневых слоев шва, "горячего" прохода, заполняющих и облицовочных швов выполняется по технологии, предусмотренной РД 39-110—91 "Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах".

Работы с использованием колодца рекомендуется выполнять при глубине воды до 8 м, скорости течения до 1 м/с и волнении до 3 баллов.

В отличие от подводной камеры шахтного типа в кессоне работы по восстановлению трубопровода выполняются под давлением, превышающим атмосферное более чем на $0,1\zeta$, где ζ — глубина водоема.

Кессон обычно выполняют с открытым проемом на дне ("мокрое" дно), через который вода вытесняется сжатым воздухом или инертным газом, компенсирующим давление окружающей воды. Вход и выход водолаза или сварщика в кессон осуществляется через этот проем. На торцевых стенках кессона имеются съемные фланцы уплотнения, позволяющие использовать его при работе на трубопроводах различного диаметра. Расчетom проверяют возможность использования трубопровода в зависимости от длины размытого участка в

качестве несущего элемента, препятствующего всплытию кессона. При необходимости по бортам кессона устраивают карманы для загрузки балластом, который удаляют после завершения работ перед извлечением кессона.

В пространстве между трубопроводом и фланцем кессона укладывают сальниковое уплотнение (пропитанный графитовой смазкой пеньковый канат), который с наружной стороны кессона закрепляют прижимным фланцем. Кессон оборудуют рукавом для подачи воздуха, питающих и электросварных кабелей, а также вытяжной вентиляцией. Вентиляция во время сварки осуществляется через воронкообразный зонт с вентилем, который устанавливается в верхней части кессона и позволяет регулировать интенсивность удаления газов. Зонт соединен с гибким рукавом, по которому продукты сгорания отводятся на поверхность. По периметру горловины патрубка кессона делают ряд отверстий, через которые при вытеснении воды постоянно выходит избыточный воздух и поддерживает уровень воды. Доставка необходимого инструмента, кабелей, шлангов осуществляется через "мокрое" дно.

Пример использования кессона приведен на рис. 20.

Работы проводились в зимнее время при глубине воды 5,2 м. Оборудование и механизмы размещали на очищенном от снега льду. Непосредственно над ремонтируемым участком сделали майну размером 3×4 м для спуска кессона и водолазов. Грунт вокруг трубопровода размыли с помощью ручных гидравлических элеваторов. Размеры дна котлована в плане были 4×4 м. Расстояние между образующей трубы и дном котлована в месте "мокрого" дна для удобства работ составляло 1,5, в других местах — до 1,0 м.

Кессон опустили под воду с помощью автокрана. Водолазы закрепили его на трубе, уплотнили все соединения и после вытеснения воды и проверки работы системы обеспечения электроэнергией, двусторонней связью, вентиляцией приступили к ликвидации повреждения.

Повреждение представляло собой трещину сварного шва по образующей длиной 20 см и шириной 0,8 мм. Трещину вырезали вместе с участком трубы овальной формы. На поверхности из аналогичного металла изготовили заплату несколько большего размера, которую завели внутрь трубы и после подгонки прижали к внутренней поверхности трубы с помощью специального прижимного устройства. Для плотного и устойчивого прилегания заплаты по всей площади соединения поверхность металла очистили стальными щетками до блеска. По периметру вырезанного отверстия приварили

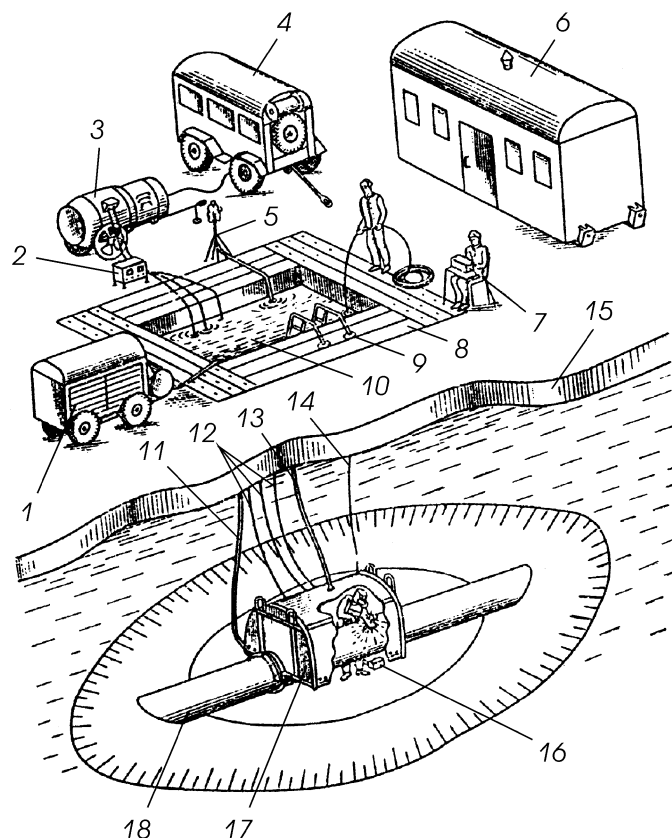


Рис. 20. Схема организации работ по ремонту нефтепровода через р. Обь с помощью кессона с "мокрым" дном:

1 — передвижной компрессор; 2 — пульт управления; 3 — источник питания; 4 — электростанция; 5 — узел выброса газа; 6 — бытовое помещение; 7 — переговорное устройство; 8 — деревянный настил; 9 — водолазный трап; 10 — майна; 11 — рукав для подачи воздуха; 12 — кабели сварочные и питающие; 13 — вытяжная вентиляция; 14 — сигнальный конец; 15 — лед; 16 — контейнер со сварочной проволокой; 17 — колокол; 18 — нефтепровод

заплату с помощью полуавтомата "Нептун-5" при силе сварочного тока до 400 А, на постоянном токе при подаче электродной проволоки диаметром 1,6 мм, скорости сварки шва с катетом 12 мм от 6 до 8 м/ч.

После окончания сварочных работ провели гидравлическое испытание трубопровода, для изоляции наложили бандаж из стеклоткани, пропитанной полимерным конструкционным клеем "Спрут-4".

5.10. РЕМОНТ С ПОМОЩЬЮ ПОЛИМЕРНЫХ КЛЕЕВ ПОД ВОДОЙ

В последние годы при ликвидации аварий стали широко применяться клеевые композиции, которые наиболее эффективны при увеличении глубины залегания ремонтируемого трубопровода. Высокопрочные полимерные композиции позволили разработать новые методы ликвидации повреждений в водной и нефтяной среде. Эффект подводного склеивания достигнут благодаря созданию реакционноспособных поверхностно-активных веществ (РПАВ), позволяющих управлять процессами смачиваемости подложки и клея, снижения внутренних напряжений в адгезионном слое за счет образования межмолекулярных сшивок со скоростью, сопоставимой со скоростью релаксации напряжений [4].

Клеевые композиции, применяемые для склеивания в водной среде, имеют плотность выше единицы, высокую вязкость, небольшое время гелеобразования. Избирательное смачивание клеем подложки достигается за счет применения РПАВ. Гидрофобные наполнители (аэросил, кварц, алюминиевая пудра и др.) позволяют снизить внутренние напряжения в склейке и повысить вязкость клея.

Надежность и долговечность клеевых соединений зависят от изменения их прочностных свойств при статических и динамических нагрузках. При эксплуатации существенное влияние на них оказывают остаточные напряжения и релаксационные процессы в клеевом соединении, которые необходимо учитывать при прогнозировании поведения клеевого шва.

Адгезия, обусловленная химическим взаимодействием между адгезивом и склеиваемой поверхностью, образуется за счет химических связей и, как показали исследования и практические опыты, во многом зависит от подвода дополнительной энергии, которая прикладывается на поверхность склейки. Например, втирание клеев механическими щетками значительно повышает адгезию. Даже при наложении стального хомута на стеклопластиковый бандаж при ремонте труб в 1,5 раза повышается прочность склейки.

Испытания вибростойкости стеклопластика на основе клея "Спрут-4" при частоте 40 Гц показали, что после 10^7 циклов нагружения прочность образцов при растяжении как по основе, так и по утку снижается не более чем на 11 %.

Исследования влияния энергии удара на прочность стеклопластика позволили сделать вывод о том, что материал обла-

дает способностью сопротивляться весьма высоким ударным нагрузкам. Так, при энергии удара 42 кН/см^2 происходит локальное разрушение клея "Спрут-4", при 56 кН/см^2 — расслоение стеклоткани, при 70 кН/см^2 — образование трещин.

Испытания вибростойкости стеклопластикового покрытия на основе клея "Спрут-4", нанесенного на металлическую поверхность, показали, что при частоте $18–19 \text{ Гц}$ и 10^7 циклах нагружения не наблюдаются появление трещин, расслоение стеклоткани и отслоение стеклопластика от металлической поверхности.

Испытания фрагмента трубы с бандажом из клея "Спрут", армированным стеклотканью, циклической нагрузкой на базе 20 000 циклов выявили хорошую адгезионную способность клея к металлу на всем протяжении испытаний [22].

По результатам испытаний были сделаны практические рекомендации:

использовать композитный бандаж из стеклопластика для ремонтов в качестве защитного покрытия от коррозии;

композитный бандаж в сочетании с усиливающими стальными хомутами по сравнению с наварными заплатами предпочтителен, так как при его установке возникает более однородное напряженное состояние системы металл — стеклопластик, и он может служить в качестве постоянной меры ремонта дефектных участков нефтепроводов.

Испытания образцов стеклопластик — металл на сопротивление ударным нагрузкам показали, что при толщине стеклопластика 3 мм появление трещин обнаруживается при энергии удара не менее 80 кН/см^2 .

Для оценки абразивной стойкости были проведены сравнительные испытания бетонных и полимерных защитных покрытий в виде цилиндрических образцов двух типов: из бетона М300 с $V/C = 0,5$, приготовленного на гранитном щебне крупностью 5–10 мм и портландцементе, и из стали, покрытой двумя слоями стеклоткани марки Т-11-ГВС-9, пропитанной клеем "Спрут-5М". Диаметр образцов 100 мм, высота 100 мм. Абразивная стойкость покрытий оценивалась по потере массы образцов (в г) с 1 см^2 поверхности за 1 ч. Было установлено, что абразивная стойкость полимерных покрытий, армированных стеклотканью, в 8–9 раз выше бетонных.

Таким образом, комплексные исследования позволили разработать технологию ликвидации отказов подводных трубопроводов с помощью клеевых композиций.

Отказы под водой ликвидируют путем намотки стеклопла-

стика на место повреждения изоляции, с помощью хомутов (бандажей), стеклопластиковых пластырей, а также путем установки на трубу заливочных муфт.

Наибольшее распространение при ликвидации аварий получили акрилатные, полиэфирные, эпоксидные клеевые композиции.

Приготовление клеевых композиций начинают с дозирования в соответствии с рецептурами. Предварительно взвешенные компоненты при небольших объемах перемешивают в полиэтиленовом мешке, при больших — в мешках с приводным механизмом.

Время полимеризации клеев зависит от температуры окружающей среды и соотношения вводимых компонентов. Жизнеспособность клеев характеризуется значительным индукционным периодом, в течение которого их вязкость практически не изменяется. Эту особенность используют при нанесении клея на поверхность поврежденного трубопровода под водой, а также при формировании на нем стеклопластиковых покрытий.

Перед проведением ремонта необходимо снять внутреннее давление в трубопроводе. Для этого перекрывают береговые задвижки. После осмотра место повреждения размечают и очищают от старого покрытия (по контуру дефекта или по всему периметру трубы) на расстоянии 300—500 мм. Для очистки обычно используют скребки или угловую реверсивную пневмощетку УПЩР-1. Затем водолаз устанавливает на трубопроводе кольцевой кондуктор на некотором расстоянии от места повреждения.

Стеклопластиковую заплату можно формировать прямо на трубе путем намотки или изготавливать на поверхности.

Наполнители, введенные в клеевую композицию заливочных компаундов (пылевидный кварц, алюминиевая пудра, рубленое стекловолокно или их смесь), уменьшают усадку, увеличивают прочность и монолитность компаунда при отверждении.

При работе с клеями водолазные гидрокостюмы выходят из строя после одного ремонта. Для повышения долговечности их поверхность покрывают тонким слоем полиуретановых мастик, растворенных в ацетоне до вязкости, обеспечивающей напыление пульверизаторами, работающими под давлением 0,4—0,6 МПа.

Хомут (бандаж) устанавливают два водолаза, поддерживая связь между собой по телефону. Рулонный материал пропитывают связующим и под водой наносят на поверхность тру-

бы. Для этой цели используют специальное устройство, которое представляет собой многозвенный механизм, охватывающий изолируемую трубу (рис. 21). Силовое замыкание, монтаж и демонтаж его осуществляются с помощью пружинного натяжного устройства.

Устройство для смачивания рулонного материала связующим включает в себя кассету, которая выполнена из эластичного материала, способного изменять объем по мере расходования рулонного материала, и связующего под действием наружного гидростатического давления.

Кассету с рулонным материалом закрепляют в направляющих, конец ленты заводят в щель между пластинами, корпус-оболочку наполняют связующим, в которое погружается катушка. Горловину оболочки уплотняют хомутом (жгутом) поверх пластин.

Многозвенный механизм монтируют на трубе. Затем водолазу подают подготовленное к работе устройство для смачивания рулонного материала, закрепляемое на пластине многозвенного механизма. Пропитанный связующим рулонный материал наносят на изолируемую поверхность при вращении механизма вокруг трубы. Излишки связующего выдавливаются прижимными роликами.

Для нанесения изоляции вдоль трубопровода колеса тележек предварительно устанавливают под углом к ее оси, обес-

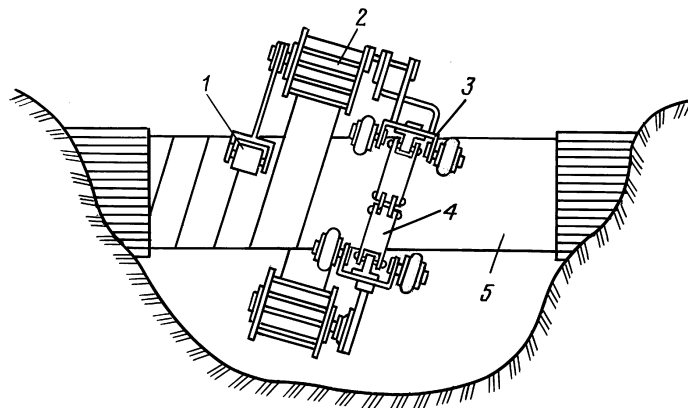


Рис. 21. Устройство для нанесения изоляции на трубопровод под водой:
1 — прижимной ролик; 2 — кассета для смачивания рулонного материала связующим составом; 3 — колесная тележка; 4 — пластинчатый хомут; 5 — трубопровод

печивая нахлест, равный не менее 10 % ширины рулонного материала. Устройство поворачивают вокруг трубы. Места перехода от трубы к ремонтному хомуту проходят с помощью специального пружинного звена.

При использовании метода ремонта изоляции путем установки пластыря типа "сэндвич" и обжимного хомута из кровельного железа стеклоткань раскраивают, пропитывают клеем послойно, выдавливая воздушные пузыри после укладки на хомуте, и закрепляют на нем с внутренней стороны.

С помощью монтажных зажимов (рис. 22) водолазы устанавливают пластырь на трубу, обеспечивая условия заполнения неровностей и выдавливания излишков клея.

При наличии дефекта на трубе целесообразно устанавливать муфту, которую затем заливают клеевым компаундом. Трубу на расстоянии до 500 мм от места дефекта (в обе стороны) зачищают. На сквозные свищи накладывают заплаты из листовой стали толщиной 1–2 мм (или алюминиевой фольги толщиной 0,05 мм) и стекловолоконного материала в несколько слоев. Заплаты с неотвердевшим клеем могут быть прихвачены ленточными хомутами. Муфту (см. рис. 22) монтируют на трубопроводе с таким расчетом, чтобы торцевые уплотнительные манжеты находились за пределами повреждения.

Для ремонта свищей применяют разъемные муфты, состоящие из двух половин, соединяемых фланцами на болтах (рис. 23, ‡). Перед установкой зажима поверхность трубы тщательно очищают от старой изоляции. Затем на нее кладут прокладку, например из эластичной резины или стеклоткани, пропитанной полимерными клеями.

В месте повреждения трубопровода без предварительного устранения дефекта накладывают полумуфты так, чтобы внутренние упругие уплотнители находились на некотором расстоянии от края повреждения. После соединения полумуфт между упругими уплотнителями, а также между стенками трубы и муфты образуются кольцевые полости, заполняемые быстротвердеющим герметиком на основе полимерных клеев.

Технология ремонта с помощью муфт сводится к разработке грунта в месте повреждения, очистке трубы от изоляционного покрытия и установке муфты. Наиболее ответственной, продолжительной и трудоемкой является последняя операция.

На практике находят применение гидромуфты (рис. 23, á, â) со скользящими клиновыми элементами и уплотняющими

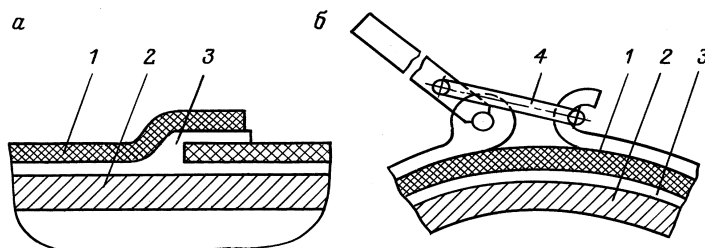


Рис. 22. Схема крепления стеклопластиковых покрытий на трубопроводе:
 ‡ — элемент торцевого соединения; а — монтажный зажим; 1 — стеклопластиковое покрытие; 2 — трубопровод; 3 — клей; 4 — замок монтажного устройства

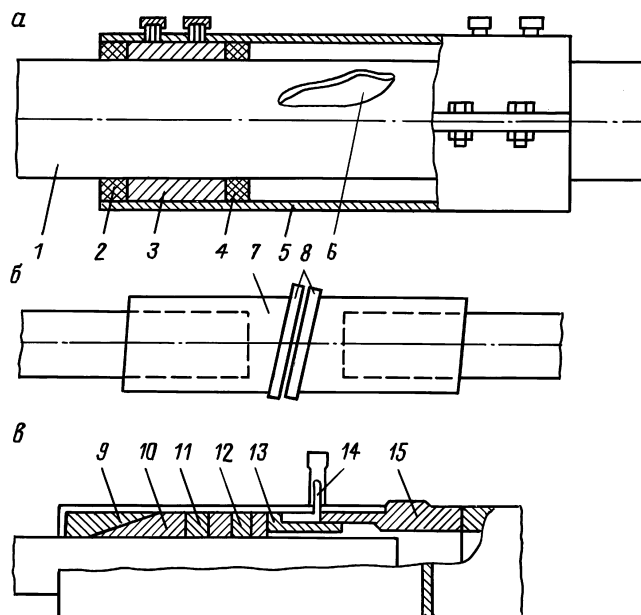


Рис. 23. Конструкция муфт для ликвидации повреждений трубопровода:
 ‡ — разъемная муфта; а — шарнирная гидромуфта с косыми фланцами; â — гидромуфта одностороннего действия; 1 — трубопровод; 2, 4 — упругие уплотнители; 3 — кольцевая полость, заполненная герметиком; 5 — полумуфта; 6 — повреждение; 7 — гидромуфта; 8 — косые фланцы; 9, 10 — клиновые вкладыши; 11 — неопреновые кольца; 12 — уплотнение; 13 — поршень; 14 — выпуклый патрубок; 15 — кожух

кольцами, позволяющими с помощью гидронасоса создать распор и обеспечить за счет сил трения плотность соединения с основным покрытием трубопроводов.

Гидромуфты жестко связаны с фланцами, приваренными под углом 10° к оси муфт. В результате поворота вокруг общей оси достигается их стыковка под углом $0-20^\circ$. Под давлением быстрозастывающей эпоксидной смолы обеспечивается сцепление гидромуфты с трубой (через клиновый вкладыш, скользящий по коническому вкладышу), а три-четыре цилиндрических неопреновых кольца уплотняют зазор между внутренней поверхностью кожуха и наружной поверхностью трубы. Сдавливающее и уплотняющее действия вкладыша и колец создаются поршнем кольцевого типа, который перемещается в сторону уплотнения, расклинивая плашку. Эпоксидная смола подается в полость муфты насосом надводного или подводного типа. Обратный клапан на впускном патрубке препятствует утечке смолы из муфты.

Абзац 6

ААÑÒÐÀ Í Ø ÅÉ Í ÛÀ ÒÀÕ Í ÎË ÎÃÈÈ
ÑÒÐ Í ÈÒÅËÛÑÒÀÀ ÒÐÓÁ Í ÎÐ ÍÃÍÃ

6.1. ÍÀËË Í Í Í - ÍÃÐÀÃËÁ Í ÍÀ ÁÓÐÁ ÈÀ

Наиболее распространенные траншейные способы сооружения подводных переходов трубопроводов наряду с их достоинствами имеют ряд существенных недостатков и в полной мере не отвечают современным требованиям — необходимому уровню конструктивной надежности и защите окружающей среды. Основными недостатками траншейного способа являются большой объем земляных и трудоемких водолазных работ, необходимость громоздких, утяжеляющих пригрузов или других средств, удерживающих трубопровод в проектном положении в обводненной траншее. Механизированная разработка нижних слоев грунта береговых и русловых участков переходов, особенно в сочетании с взрывными работами, наносит ущерб экологическому состоянию водоемов. Значительный ущерб наносится при строительстве переходов магистральных трубопроводов через крупные реки.

После окончания строительства переходов часто не восстанавливаются русла рек, происходит заболачивание поймы, происходит обрушение берегов, нарушается гидрологический режим. Между тем крупные реки играют большую роль. Это и места нерестилищ, и кормовые угодья для рыб, и судоходные пути.

С учетом всех этих факторов одной из основных и все более актуальных задач, стоящих перед строителями магистральных трубопроводов, в последние 20 лет стала задача создания методов и технологий, обеспечивающих наименьшее нарушение окружающей среды, снижение трудоемкости работ, сокращение сроков их выполнения. К таким методам относятся наклонно-направленное бурение и микротоннелирование.

В России идея метода наклонного бурения возникла в 30-е

годы двадцатого столетия. Она была реализована при прокладке коммуникаций под автодорогами.

Метод строительства магистральных трубопроводов, отвечающий современным требованиям, был разработан и внедрен в США. Основателем метода является американский инженер Мартин Черрингтон (фото 7, 8 на цветной вкладке).

В 1971 г. под р. Педжейро в Калифорнии методом наклонного бурения корпорацией "Черрингтон" (Cherrington) был проложен трубопровод диаметром 115,3 мм и длиной 231,6 м. После этого был открыт путь к широкому внедрению метода в практику. К 1992 г. было построено 2400 переходов, их диаметр возрос до 1200 мм, максимальная длина перехода достигла 1800 м, а общая длина построенных переходов превысила 800 км. К этому времени в США 75 % переходов были построены по новой технологии.

В России первыми эту технологию использовали строители газопроводов, назвав ее наклонно-направленным бурением (ННБ).

В 1996 г. методом ННБ в АК "Транснефть" был построен переход через р. Корженец длиной более 400 м и диаметром 1020 мм.

Преимущества метода ННБ:

экологическая безопасность, сохранность дна, берегов реки, водного режима реки за счет исключения подводных и береговых земляных, буровзрывных, берегоукрепительных и других работ;

отсутствие помех судоходству;

минимальный объем вынутого грунта;

значительное сокращение сроков строительства;

уменьшение эксплуатационных затрат;

долговечность;

надежная защита от внешних механических повреждений, в том числе от воздействия льдов и якорей судов в результате более глубокого заложения трубопровода;

отсутствие опасности обнажения трубопровода при размывах русел рек;

возможность строительства:

при отрицательных температурах,

на ограниченных по площади строительных площадках,

в стесненных условиях,

под гидротехническими сооружениями и глубоко расположенными коммуникациями,

в вечной мерзлоте.

К недостаткам метода ННБ, ограничивающим его применение, относятся:

- большие единовременные затраты на приобретение оборудования;

- необходимость глубокого (до 40 м от дна) геотехнического бурения и гидрогеологических изысканий;

- сложность проходки в галечниковых, валунных, илистых и карстовых грунтах;

- повышенные требования к устойчивости береговых откосов.

Несмотря на все недостатки, метод ННБ является одним из самых прогрессивных в строительстве подводных переходов.

Для оценки возможности и целесообразности применения ННБ учитываются следующие факторы:

- результаты инженерных изысканий, в состав которых входят геодезическая съемка, геологические, гидрогеологические, гидрометрические, гидрометеорологические, геокриологические, экологические изыскания, оценка магнитного фонового состояния;

- наличие и особенности хозяйственной инфраструктуры в районе расположения перехода, состояние и условия эксплуатации гидротехнических сооружений, условия взаимного влияния различных сооружений при их эксплуатации;

- характерные особенности местности.

Для строительства трубопроводов методом ННБ наиболее благоприятны реки (при доступной ширине и геологии русла и берегов), имеющие ленточно-грядовый, побочневый и ограниченно-меандрирующий типы руслового процесса, а также русловую многорукавность, где русловые процессы в рукавах развиваются по тому же типу. Существуют проблемы, связанные с применением ННБ на реках, имеющих типы руслового процесса в виде свободного меандрирования, незавершенного меандрирования и пойменной многорукавности. Эти условия характеризуются большими и трудно прогнозируемыми плановыми деформациями, широкой и низкой поймой, разновысотностью береговых склонов, что представляет большие сложности для ННБ. В этих условиях применение ННБ допускается только в случаях с незначительными параметрами русел этих рек (ширина, высота, состояние берегов, скорости их размыва и др.), с последующим прогнозированием условий их дальнейшего развития и разработкой дополнительных мер по их стабилизации и предупреждению опасных русловых процессов.

Применение ННБ ограничено также на участках рек, русло и берега которых сложены из скальных пород выше IV категории прочности или грунтов с большим содержанием галечника (более 30 %) крупностью 5–10 мм и валунов.

Существуют и другие ограничения, которые необходимо учитывать при принятии решения о применении ННБ. Например, наличие в грунтах по трассе трубопровода карстов, обводненных песков, ила, оползней.

Строительство подводных переходов трубопроводов способом ННБ, в зависимости от характеристики водных преград, типа используемых буровых установок, технологии бурения, конструктивных параметров бурового оборудования и протаскиваемого трубопровода (длины криволинейного участка, диаметра и др.), осуществляется по различным технологическим схемам, имеющим определенные различия.

Сущность метода заключается в том, что по створу перехода под руслом реки пробуривается скважина, по которой с берега на берег протаскивается трубопровод.

Общим для всех технологических схем является:

бурение пилотной скважины;

расширение скважины в один или несколько приемов в различных направлениях — прямом и обратном;

протаскивание трубопровода в разработанную скважину.

Буровая головка установки ННБ наклонена таким образом, что постоянное вращение буровой штанги в сочетании с нажимом создает прямолинейную скважину. В результате получается скважина заданной кривизны. Нажим без вращения приводит к отклонению штанги от заданного направления.

При бурении в скальных породах вращение и нажим могут комбинироваться с ударным воздействием молота. Для разработки скальных пород и других твердых формаций используется гидравлическая энергия импульсных струй высокого давления, генерируемая гидрозабойным двигателем.

Существуют установки направленного бурения, которые не требуют для своей работы бурового раствора, что делает их особенно привлекательными в том случае, когда рабочее пространство ограничено.

Устройство управления процессом бурения размещается за долотом буровой колонны. При движении в скважине полученная с его помощью информация позволяет следить за траекторией и направлением бурения. Эта информация постоянно записывается наземной компьютерной системой. На втором этапе в обратном или прямом направлении пилотную

скважину расширяют путем разбуривания. Расширение производят столько раз, сколько необходимо, чтобы расширить скважину до диаметра укладываемой трубы. В случае прямого расширения буровую трубу присоединяют как впереди, так и позади расширителя. Расширитель протаскивается, а какое-либо устройство (трактор, трубоукладчик) поддерживает тяговое усилие с выходной стороны, в то время как крутящий момент и вращение прилагаются со стороны входа. Расширяющий элемент для гидромониторного бурения помещается впереди расширителя и позволяет держать скважину открытой для циркуляции бурового раствора. Для расширения пилотной скважины до большого диаметра позади расширителя помещают невращающийся стабилизатор для правильного центрирования буровой трубы в скважине. Буровые трубы поочередно наращиваются в процессе бурения, а каретка станка обеспечивает поступательно-вращательное движение буровой колонны. К выходному концу буровой колонны присоединяется вертлюг; он необходим для обеспечения тягового усилия. В случае обратного расширения буровой станок тянет расширитель в направлении входа скважины и прилагает тяговое и вращательное усилие.

Перед протаскиванием трубопровода при необходимости производится калибровка скважины (зачистка и укрепление стенок) с помощью цилиндрического расширителя. Окончательный диаметр подготовленной скважины должен не менее чем на 25 % превышать диаметр протаскиваемого трубопровода. В подготовленную траншею протаскивается трубопровод. При устойчивых стенках скважины этап протаскивания можно совместить с последним этапом расширения. Дюкер собирается на выходном конце скважины и сваривается в единое целое. Специальный оголовок соединяется с дюкером и затем присоединяется к буровой колонне. Буровая колонна с помощью бурового станка вытягивается назад, а бурильные трубы удаляются по мере протаскивания дюкера.

Основными параметрами механизма подачи буровой установки, характеризующими ее эффективность, являются усилие подачи вперед и назад. Принцип работы бурового станка — вращение и возвратно-поступательное движение буровой колонны.

В табл. 10 приведены параметры некоторых установок производства США.

До 1979 г. существовали установки первого поколения. Основные различия между технологиями ННБ первого и второго поколения заключаются в следующем.

Т а б л и ц а 10

Тип установки	Jet Trac 8/60	DD-160	Cherrington 60/300R
Тяговое (толкающее) усилие, т	10,2	72,6	320(с А-рамой)
Масса, т	4,6	36,5	18
Длина, м	5,9	14,68	модульного исполнения (по стандартине 2,4×13)
Ширина, м	1,8	2,44	
Максимальная длина бурения, м	280	900	2000
Максимальный диаметр проходки, мм	175	800	1400
Давление бурового раствора, кг/см ² (МПа)	103 (10)	105 (10,3)	350 (34,3)
Удельный расход бурового раствора, л/мин	115	1250	460
Объем резервуара бурового раствора, м ³	4,0	19	36,6

Технология первого поколения включает в себя ряд постоянно развивающихся процессов, в совокупности называемых двухэтапной технологией — "технологией буровой и промывочной колонн", основанной на применении в работе двух колонн: буровой и промывочной. Буровая колонна малого диаметра (73 мм) с небольшим турбобуром продвигает буровую колонну на максимально возможное расстояние или до той точки снижения скорости проходки, когда становится невозможным придание необходимого направления турбобуру. В этот момент вокруг буровой колонны в скважину проталкивается обсадная или промывочная колонна. Промывочная колонна проталкивается до турбобура. Затем продвижение буровой колонны возобновляется и проходка осуществляется путем телескопической подачи.

Промывочную или обсадную трубу применяют для снижения нагрузки на буровую колонну, исключения возможности заклинивания буровой колонны и предотвращения изгиба колонны под действием осевого давления. Позже промывочную колонну стали использовать для расширения скважины и протаскивания трубопровода.

Использование мощных турбобуров большого диаметра невозможно из-за обвала пород стенок скважины вследствие вибрации.

Технология второго поколения основывается, в первую очередь, на применении измененной буровой колонны и называется технологией рабочей колонны. При этом бурение производится в один этап; исключается необходимость наличия двух колонн.

Корпорация "Черрингтон" разработала рабочую колонну внешней промывки, позволяющую бурить на большие расстояния (более 1200 м) без применения промывочной колонны. Это хорошо характеризует буровую колонну.

Для преодоления проблем обвала стенок скважины разработана направляющая часть (первые 30 м буровой колонны) из высокопрочного антимагнитного сплава. Проблема вибрации, вызываемой турбобуром, была решена путем замены его на гидравлическое долото, которое разрушает перед собой породу и обеспечивает продвижение рабочего инструмента вперед без вращения. Кроме того, была изменена конфигурация и размещение форсунок на долоте, что позволило достигнуть максимального разрушения пород с использованием минимального количества бурового раствора. Турбобуры по-прежнему применяются, но только в твердых породах, там, где грунты могут удерживать турбобуры большого диаметра, передающие высокий крутящий момент, при собственной массе 450 кг.

Эта новая технология привела к новым достижениям, в том числе к тому, что наклонно-направленное бурение теперь может применяться в различных горных породах, таких, как гравий, щебень, известняк и гранит твердостью до 150 000 кг/см².

Процесс бурения установкой ННБ включает в себя четыре этапа (фото 9):

- бурение пилотной скважины;
- расширение скважины вперед или назад;
- калибровка скважины;
- протаскивание дюкера ходом назад.

На первом этапе пробуривается пилотная, направляющая скважина, диаметр которой меньше диаметра дюкера.

Диаметр пилотной скважины не превышает 20 см. Бурение может производиться с использованием, например, струйной шарошки, которая с помощью гидравлической энергии бурового раствора размывает породы. При пилотном бурении используются различные системы навигации, предназначенные для проведения скважины по заданной траектории от ее входа до выхода.

Второй этап — расширение скважины до необходимого размера. Диаметр скважины должен быть больше диаметра трубопровода на 30—50 %. При проходке не должно быть такой ситуации, когда диаметр пропускаемых по скважине каких-либо устройств равнялся бы диаметру скважины. Размер этих устройств должен быть значительно меньше диаметра

тра скважины. Расширение можно производить двумя способами:

1) расширение ходом вперед. При этом способе буровой расширитель проталкивается со стороны входа скважины к ее выходу с помощью бурового става. Расширитель, размещенный на входной стороне, при своем вращении режет породы, увеличивая диаметр скважины и перпендикулярность ее к плоскости забоя;

2) расширение ходом назад. При этом способе расширитель с помощью буровой установки перемещается от выхода к входу.

Третий этап бурения — калибровка. Как только скважина будет расширена до необходимого диаметра, барабанный расширитель, имеющий тот же диаметр, что и трубопровод, протаскивается по скважине. Скважина после этого будет, откалибрована и очищена от любых помех, которые могут существовать внутри расширенной скважины. На обоих концах барабанного расширителя имеются резцы, позволяющие расширителю вырезать и удалять вывалы, которые могут затруднять перемещение барабанного расширителя по скважине.

Четвертый этап — протаскивание трубопровода. Головная часть протаскивателя подсоединяется к бурильным трубам, проходящим по скважине к буровой установке. Протаскиватель имеет шарнирный соединитель, позволяющий головной части изгибаться так, чтобы трубопровод мог пройти в скважину. Кроме того, протаскиватель оснащен спереди режущей головкой, для того, чтобы при встрече с каким-нибудь препятствием внутри расширенной скважины бурильные трубы смогли быть приведены во вращение и режущая головка смогла бы удалить препятствие и открыть дорогу для протаскивания трубопровода по скважине.

Система проталкивания трубопровода состоит из цангового зажима, якорного устоя, системы поддержки трубопровода, системы полиспастов и лебедки. Размещается эта система на стороне выхода скважины и предназначена для облегчения работы буровой установки при проталкивании трубопровода по скважине. Система проталкивания может быть использована для разных диаметров труб.

В качестве буровой смеси, выносящей частицы разработанной породы в виде суспензии, используется бентонитовый раствор, который впоследствии может быть отфильтрован в системе регенерации. Бентонитовый раствор выполняет следующие функции:

- размыв грунтов и удаление их из скважины;
- охлаждение и смазку режущего инструмента;
- укрепление стенок скважины на время производства работ;
- снижение трения рабочего трубопровода о стенки скважины и при его протаскивании;

- снижение риска возможного повреждения изоляционного покрытия на трубопроводе при его протаскивании.

Для приготовления бурового раствора применяется бентонит — каменная порода, состоящая из глинистых материалов. Для применения в ННБ необходима глина, имеющая пластинчатую, кристаллическую структуру. Такому условию наилучшим образом отвечает натриевый монтмориллонит (бентонит). Этот материал используют потому, что он обладает уникальной способностью впитывать воду, по массе превышающую его собственную в 5 раз, и разбухать, в 12 раз превышая свой первоначальный объем. Для применения в бурении бентонит должен по своему качеству отвечать определенным требованиям, что достигается соответствующей обработкой и очисткой.

Для сохранения целостности скважины и улучшения скольжения при разбуривании и протаскивании необходимо выполнять три простых, но очень важных правила:

- контроль используемой воды;
- контроль вязкости;
- контроль за потерей жидкости;
- контроль вязкости бурового раствора.

Применяемая для приготовления бурового раствора вода должна иметь значение pH в пределах от 8,0 до 8,5.

На всех этапах ННБ необходимо поддерживать нужную вязкость для эффективного укрепления грунта и сохранения буровой скважины от разрушения.

Чрезмерная потеря воды из состава бурового раствора является причиной многих проблем буровых скважин. Чем выше потеря воды, тем больше риск ослабить грунт, вплоть до его разрушения и образования пробки (закупоривания скважины).

Оптимальный результат использования бентонита в составе бурового раствора достигается при тщательном перемешивании с водой, которая имеет значение pH 8,0–8,5, низкое содержание кальция и температуру не ниже 4 °C. Для достижения необходимых свойств используют карбонат кальция и полимерные добавки. Количество бурового раствора и полимерных добавок регулируется в зависимости от типа грунта и типа бурового оборудования.

Полимерные добавки применяют с целью:

- увеличения выхода раствора;
- стабилизации процесса бурения;
- создания фильтрационной корки;
- улучшения смазывающих свойств;
- уменьшения сопротивления;
- увеличения прочности;
- достижения необходимого уровня вязкости;
- достижения контролируемого уровня фильтрации;
- достижения взвешенности при бурении в тяжелых песках и гравии;
- увеличения длины прямого и обратного бурения.

Ассортимент буровых установок, предлагаемых изготовителями, очень широк: от компактных устройств, предназначенных для бурения скважин малого диаметра на короткие расстояния, до установок, способных прокладывать трубы значительного диаметра на расстояния в несколько сотен метров.

Столь же широк ассортимент предлагаемых систем управления, буровых головок, расширителей и различных сопутствующих инструментов и устройств.

Выбор типа буровой установки по техническим параметрам производится проектной организацией с учетом условий строительства конкретного подводного перехода: длины криволинейного участка, диаметра и толщины стенки трубы, геологических условий в створе перехода, величины необходимых тяговых усилий для протаскивания трубопровода в скважину и других условий.

Буровое оборудование (рис. 24) выбирают исходя из условий: обеспечения проходки пилотной скважины и ее расширения в различных (в том числе скальных) грунтах;

возможности многократного использования бурового раствора за счет его очистки и регенерации;

использования оборудования, допускающего его безаварийную эксплуатацию и открытое хранение на площадках в конкретных климатических условиях.

В комплект оборудования для наклонно-направленного бурения входят:

- буровой станок;
- буровой насос;
- энергоблок;
- блок управления;
- система приготовления и регенерации бурового раствора;
- буровая колонна;

забойный инструмент;
толкатель трубы;
оборудование системы навигации.

Основой буровой установки являются станина и буровая каретка. Станина с буровой кареткой часто выполняются отдельно от энергоблока, что расширяет возможности использования буровой установки в различных условиях строительства.

Гидравлические зажимы позволяют фиксировать бурильные трубы в процессе их соединения и разборки. Буровая каретка имеет двигатели, которые обеспечивают движение подачи буровой каретки вперед и назад. Механизм, содержащий зубчатую рейку и шестеренку, позволяет перемещать буровую каретку вверх и вниз, создавая необходимое усилие подачи. Угол наклона станины при бурении скважины может регулироваться от 0° (горизонтальное положение) и до максимального значения в 20° .

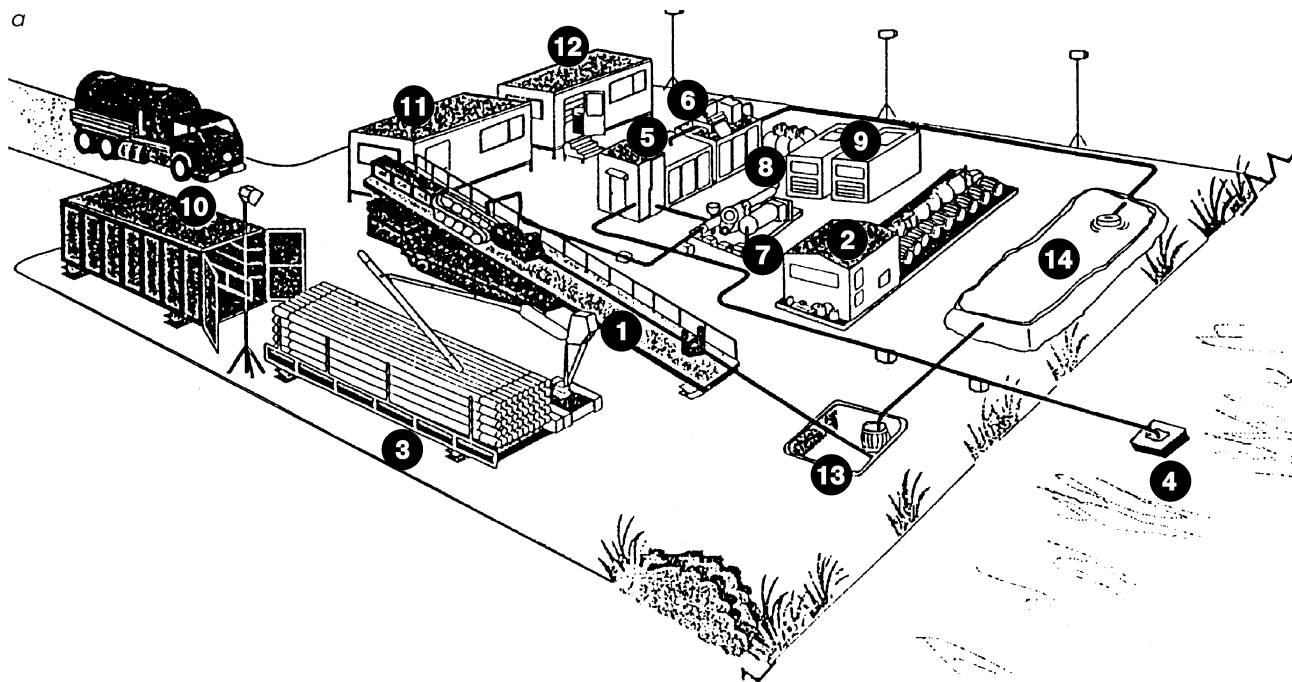
Буровая установка должна быть защищена от перемещений на грунте в процессе бурения, когда осуществляется подача вперед или назад. С этой целью используется анкерная система, которая смонтирована на буровой установке в нижней ее части.

С целью увеличения тягового усилия к буровой установке можно присоединять дополнительное устройство подачи назад.

Насос бурового раствора является частью установки ННБ на стороне входа; он обеспечивает гидравлической энергией процесс бурения, размывает породу струйным долотом или вымывает продукты резания при использовании трехшарошечного долота по твердым породам. Насос бурового раствора оптимизирует давление и расход бурового раствора в процессе бурения. Способность вымывать продукты бурения из забоя на поверхность позволяет поддерживать скважину в чистоте.

В качестве главного двигателя буровой установки используется, как правило, дизель, который снабжает ее и вспомогательное оборудование электрической и гидравлической энергией.

Блок управления выполнен таким образом, чтобы обеспечить бурильщику обзор бурового пространства. Кабина имеет большое окно и крышу для защиты от дождя. Есть возможность видеть раму с буровой кареткой и механизм соединения и развинчивания бурильных труб. В блоке управления больших установок предусмотрено место для специалиста, производящего съемку и расчеты траектории пробуриваемой скважины.



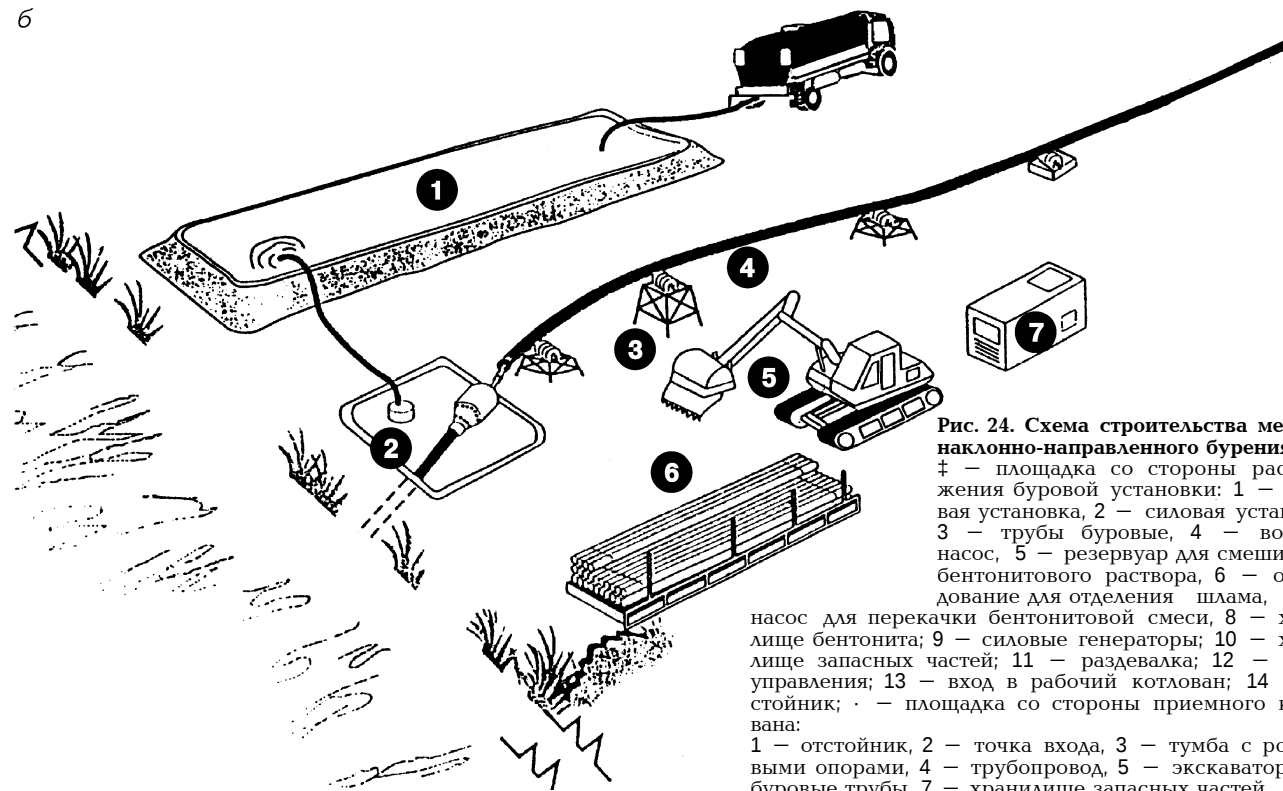


Рис. 24. Схема строительства методом наклонно-направленного бурения:

‡ — площадка со стороны расположения буровой установки: 1 — буровая установка, 2 — силовая установка, 3 — трубы буровые, 4 — водяной насос, 5 — резервуар для смешивания бентонитового раствора, 6 — оборудование для отделения шлама, 7 —

насос для перекачки бентонитовой смеси, 8 — хранилище бентонита; 9 — силовые генераторы; 10 — хранилище запасных частей; 11 — раздевалка; 12 — пункт управления; 13 — вход в рабочий котлован; 14 — отстойник; · — площадка со стороны приемного котлована:

1 — отстойник, 2 — точка входа, 3 — тумба с роликовыми опорами, 4 — трубопровод, 5 — экскаватор, 6 — буровые трубы, 7 — хранилище запасных частей

В процессе наклонно-направленного бурения используются несколько различных конфигураций буровой колонны. Среди них существуют три основные конфигурации: "пилотная скважина", "расширение", "протаскивание дюкера". Комбинация различных частей для используемой конфигурации буровой колонны зависит от нескольких факторов:

- тип пробуриваемой породы;
- диаметр и длина дюкера;
- прямое или обратное расширение;
- необходимость в предварительной очистке скважины;
- тип соединения дюкера для протаскивания.

Все три основные конфигурации используют одни и те же компоненты. Тем не менее каждая из конфигураций имеет специфические особенности, присущие только определенной конкретной операции.

В зависимости от свойств и структуры грунта в качестве забойного инструмента используют:

для бурения рыхлых грунтов (супеси, суглинки, глины, пески) — гидроразмывающие насадки эжекторного типа (турбобуры), разрабатывающие забой промывочной жидкостью под давлением 4 МПа и более;

для бурения в грунтах средней твердости — буровые долота различного типа;

для бурения в твердых скальных грунтах — многошарошечные долота.

Для управления направлением бурения пилотной скважины существует система навигации или блок контроля. Система включает в себя: скважинный зонд, компьютер, приборы, показывающие положение в скважине, в некоторых установках имеется кабель, соединяющий скважинный инструмент с наземным компьютером. Этот блок помещается внутри бурового става в немагнитной переходной камере.

В тех случаях, когда вблизи точек входа и выхода скважины проходят стальные трубопроводы, сваи или другие металлические объекты, вызывающие искажение магнитного поля Земли, его использование оказывается невозможным. В этих случаях используют контур, размещенный на трассе скважины для создания искусственного магнитного поля, которое измеряется магнитометром, чувствительным к магнитному полю, и, если знать точное положение контура, то можно точно определить положение измерительного блока в скважине относительно контура.

Выходная информация, формируемая блоком контроля направления, отображает азимут, который определяет угол

между осью скважины и направлением на магнитный меридиан, положение отклонителя в буровой скважине относительно вертикали и угол наклона направления магнитного поля Земли относительно вертикали. Система измеряет напряженность магнитного поля Земли и показывает время, дату и температуру чувствительного элемента в скважине. Эта информация может дистанционно отображаться на панели индикации.

Основные функции системы приготовления и регенерации бурового раствора:

- восстанавливает буровой раствор для повторного использования в дальнейшем;

- поддерживает требуемые характеристики бурового раствора;

- осуществляет функции приготовления, хранения и очистки бурового раствора;

- обеспечивает резерв бурового раствора при аварийной ситуации, когда необходимо подать в скважину большое количество бурового раствора.

Система не загрязняет окружающую среду, потому что все жидкости, используемые при бурении, находятся в резервуарах. Все вспомогательное оборудование размещено внутри корпуса бака бурового раствора для облегчения транспортирования.

Оборудование для приготовления и регенерации бурового раствора содержит насосы, баки для бурового раствора, генератор, снабжающий энергией насосы, прокачивающие буровой раствор через систему, фильтры и систему вибрационных грохотов.

Система регенерации работает следующим образом: буровой раствор, поступающий из скважины, проходит вибрационный грохот, в результате чего удаляются крупные частицы. Затем буровой раствор проходит через фильтры грубой и тонкой очистки, удаляющие из бурового раствора большинство мельчайших частиц, после чего буровой раствор опять поступает в бак для приготовления раствора.

Бак для приготовления раствора оснащен мешалкой, струйной воронкой и насосом.

При строительстве трубопроводов методом ННБ существуют некоторые особенности.

Перед началом работ при реализации сложного проекта в конкретном проблемном регионе необходимо уделить время для надлежащего планирования и подготовки дорогих превентивных мер. Три простых, но часто упускаемых из внимания

правила помогут сохранить целостность скважины и улучшить скольжение при ее разбурировании и протаскивании трубопровода:

- 1) контроль используемой воды;
- 2) контроль вязкости бурового раствора;
- 3) контроль за потерей воды из бурового раствора.

Потеря устойчивости формы протаскиваемого трубопровода может произойти при комбинации растягивающего напряжения, вызванного осевой нагрузкой, напряжения изгиба вследствие искривления скважины и напряжения от давления жидкости или газа, транспортируемого по трубопроводу. В результате происходит образование гофр или даже сплющивание поперечного сечения, что приводит к разрушению трубопровода. При проектировании трубопроводов, сооружаемых способом направленного бурения, должны проводиться исследования возможной потери устойчивости формы, подбор физико-механических характеристик труб и расчет усилий и напряжений при их протаскивании и дальнейшей эксплуатации.

Для балластирования трубопровода в скважине используется заполнение протаскиваемой трубы водой. Эта труба не перемещается вместе с трубопроводом, она как бы выползает из него. Заполнение производится только в трубах большого диаметра, но так, чтобы трубопровод не стал слишком тяжелым. Иногда в трубопроводе размещается полиэтиленовая труба, которая и заполняется водой, постепенно продвигаясь в нем. При необходимости прикладывать дополнительное усилие применяется трубопротаскивающее устройство, так называемая А-рама. При работе с помощью А-рамы начало протаскивания обязательно идет от буровой установки.

Оператор буровой установки прикладывает необходимое начальное усилие, в течение некоторого времени сохраняет его постоянным (50 % от максимального паспортного усилия), затем по радио дает сигнал на А-раму. Протаскивание начинается, и после того, как труба пошла, дается сигнал на буровую установку. При этом усилие на буровой установке не нарастает, так как труба должна двигаться равномерно. Это делается еще и для того, чтобы трубу не поднимало вертикальной составляющей силы протаскивания сильно кверху скважины.

При работе с расширителями на обоих берегах должна соблюдаться синхронность в работах. Тяговое устройство (трактор, установка, лебедка) должно работать только при вращающейся трубе. Каждый цикл работ должен заканчи-

ваться в удобной точке. Это может быть, например, расстояние, равное длине буровой штанги (9 м).

Реактивный крутящий момент возникает в трубе и направлен против направления вращения трубы. Особенно критический момент наступает, когда оператор на установке хочет быстро изменить направление бурения. Когда оператор уже прекратил вращение, труба еще вращается за счет сил скручивания. При работе с трубой на противоположном конце у людей должна быть ясность, вся ли труба раскрутилась. Это фиксируется прибором у оператора-бурильщика. Даже при небольшом крутящем моменте могут быть несчастные случаи. У оператора есть два способа снять реактивный крутящий момент: 1 — вращать трубу назад на 1–2 оборота; 2 — продвигать трубу в скважину поступательно.

Раскручивание особенно опасно при работе с тисками на противоположном берегу (длинные ручки которых могут быть причиной травмы).

Чем мягче породы, тем меньше должны быть остановки. Часто при протаскивании приходится останавливаться, чтобы приварить очередную секцию. Во время остановки (на момент остановки) записываются все показания приборов — при бурении пилотной скважины и ее расширении.

Срыв бурения может произойти по разным причинам. Наиболее типичные из них:

- неправильный показатель pH воды;
- неправильный показатель вязкости бурового раствора;
- буровой раствор используется не в обоих процессах — бурении пилотной скважины и обратном протаскивании;
- добавление полимера в воду до того, как добавлен бентонит;
- нагнетание раствора до того, как он будет полностью выработан;
- перемешивание и нагнетание раствора "в полете", т.е. до того, как он будет полностью готов;
- слишком быстрое обратное протаскивание;
- раствор не выходит наружу скважины, т.е. нет циркуляции;
- чрезмерный изгиб буровой трубы;
- слишком неровная траектория бурения с большим количеством изгибов и поворотов, создающих трение;
- использование расширителя со слишком маленьким диаметром;
- использование в неплотных грунтах расширителя для плотных грунтов.

Подводные переходы, построенные методом ННБ, имеют срок эксплуатации до 50 лет. Поэтому изоляционное покрытие труб, прокладываемых методом ННБ, должно быть усиленного типа. Этому же требуют и условия протаскивания. Конструкция покрытия (толщина, материалы) выбирается с учетом характеристики грунтов, назначения трубопровода, условий воздействия на изоляцию сил трения при протаскивании в скважине.

Защита трубопроводов от коррозии, исходя из возможных изменений коррозионных условий при длительных сроках эксплуатации нефтепроводов, должна осуществляться комплексно: защитными и изоляционными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Физико-механические свойства изоляционного покрытия (сопротивление ударной нагрузке, отслаиванию и сдвигу, прочность на разрыв и др.) после нанесения его на трубы в заводских условиях и изоляции сварных стыков плетей в полевых условиях должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164—98.

Одновременно с защитой трубопровода от коррозии с помощью изоляционного покрытия применяется и электрохимическая защита.

Для проектирования и строительства подводных переходов методом ННБ необходимо комплексное изучение природных условий района строительства с целью получения необходимых и достаточных материалов.

В состав инженерных изысканий при строительстве или капитальном ремонте подводных переходов методом ННБ входят: геодезическая съемка, геологические, гидрологические, гидрометрические, гидрометеорологические, геокриологические, экологические изыскания и камеральная обработка полученных данных.

Полученные в результате инженерных изысканий и обработанные материалы должны быть достаточны для выбора проектной организацией варианта строительства перехода трубопровода способом ННБ.

Особенное внимание необходимо уделять участкам с неблагоприятными геологическими условиями. К таким условиям относятся: прерывистость и разрывы пластов, наличие скальных пород или большого количества гравия, наличие карстовых пород и оползней, интенсивные русловые и береговые деформации, наличие многочисленных протоков и островов. На таких участках, а также на криволинейных участках предполагаемого перехода следует бурить разве-

дочные скважины на расстоянии друг от друга не более 100 м.

Как бы часто ни бурились разведочные скважины, есть опасность "не заметить" такие препятствия, как валуны, пустоты, разломы, сбросы или слои грунта с химическим загрязнением.

Существуют технологии изысканий, отображающие картину подземных условий по всей трассе.

Эффективность разведочных скважин значительно увеличивается при размещении в них геофизических приборов и проведении исследований подземного пространства между скважинами различными геофизическими методами.

Сейсмические и электромагнитные методы требуют источников высокочастотной вибрации и приборов, фиксирующих резонанс, отражение и преломление волн в грунте. Исследование отраженной волны позволяет идентифицировать препятствия. Недостаток методов в том, что существуют шумовые помехи антропогенного происхождения и высокое поглощение сейсмической энергии на сбросах, в разломах и многопустотной среде.

Магнитометрическая съемка является легким, непроникающим методом поиска подземных объектов, обладающих магнитной характеристикой.

Измерение удельного сопротивления грунтов позволяет идентифицировать подземные объекты и пустоты.

При геофизическом испытании подземных газов на поверхности в определенном порядке размещаются газовые пробоотборники. Если в массиве присутствует загрязненный грунт, выделяемые им газы довольно быстро достигают поверхности, причем граница их выделения строго соответствует области загрязненного грунта. Различия в химическом составе газов позволяют определять тип загрязнения.

Проведение геологических изысканий возможно с помощью геофизических приборов, размещаемых в предварительно пробуренной горизонтальной скважине или в существующем трубопроводе, расположенном в интересующей зоне.

При предварительном выборе вариантов расположения участков переходов должны приниматься во внимание следующие факторы:

расположение поблизости указанных в материалах населенных пунктов, промышленных предприятий, отдельных зданий и сооружений, железных и автомобильных дорог и прочих объектов;

ведомственные требования о минимальных расстояниях от сооружений до нефтепровода;
характер береговых очертаний водной преграды;
предполагаемая протяженность перехода;
магнитное фоновое состояние;
данные инженерных изысканий.

Окончательный выбор участка перехода осуществляется комиссией, создаваемой заказчиком. При этом учитываются и анализируются следующие факторы:

топография, застроенность и перспектива освоения прилегающей к переходу местности и водной акватории;
геологическая характеристика, составленная по вариантам створов переходов;
параметры водной преграды, состояние и прогноз развития русловых и береговых процессов в створе перехода;
конструктивная надежность перехода;
техническая возможность и экологическая допустимость строительства перехода в намеченном створе;
техничко-экономические показатели строительства перехода.

6.2. МИКРОТОННЕЛИРОВАНИЕ

Микротоннелирование — второй по распространенности метод бестраншейного строительства трубопроводов. Этот метод основан на строительстве тоннеля с помощью дистанционно управляемого проходческого щита (рис. 25).

Проходческий щит в форме конусной рабочей головки, снабженной системой зубьев, кулаков и дробильных выступов, механически перерабатывает грунт и таким образом бурит отверстие, через которое будет прокладываться трубопровод. По мере перемещения щита вперед грунт скапливается в открытой передней части, где конусный щит дробилки дробит его и перемещает в камеру смешивания с вымывателем бурильной установки. Транспортировка отработанного грунта выполняется в виде вымывающей смеси через технологические трубопроводы в рабочую шахту. Передняя часть щита шарнирно соединяется с блоком удаления отработанного грунта, а силовые цилиндры, которые соединяют обе части, позволяют направлять установку в любую сторону. Контроль за трассой и направлением бурения осуществляется с помощью лазера, которым непрерывно управляет компьютер. Установка вместе с укладываемыми трубами протаскива-

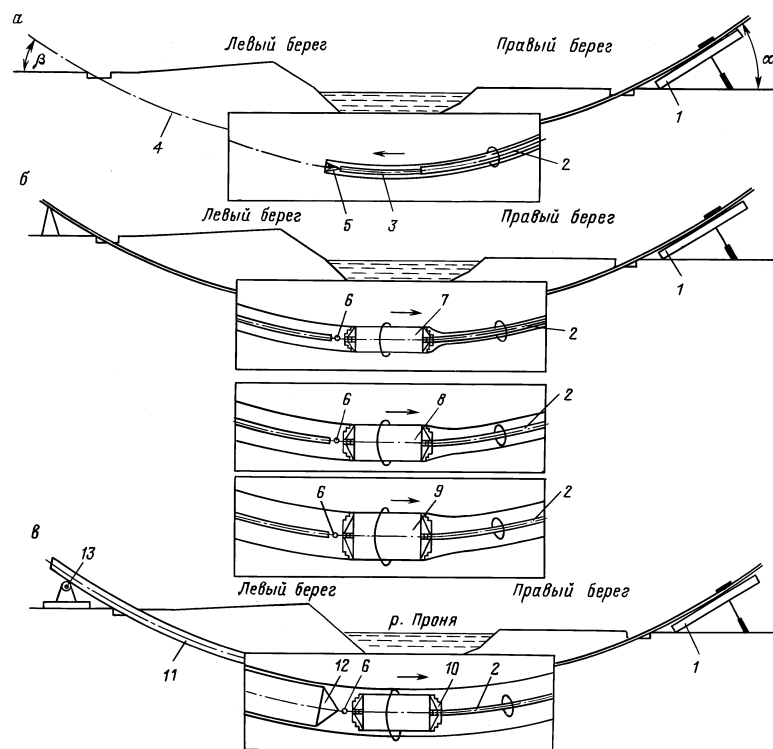


Рис. 25. Схема прокладки трубопровода методом микротоннелирования:
 ‡ – бурение пилотной скважины, б – поэтапное расширение скважины;
 в – протаскивание плети рабочего трубопровода; 1 – буровая установка, 2 – буровая колонка из промывочных штанг, 3 – пилотные штанги, 4 – траектория пилотной скважины, 5 – буровая головка, 6 – вертлюг, 7, 8, 9, 10 – расширители разных диаметров, 11 – трубопровод, 12 – оголовок для протаскивания, 13 – роликовая опора, α – угол забуривания 6° , β – угол выхода 5°

ется блоком силовых цилиндров, установленных в рабочей шахте, по мере бурения. Производительность силовых цилиндров и скорость их передвижения синхронна переработке грунта бурильной головкой. Непрерывное отслеживание оператором значения давления на грунт, крутящего момента бурильной головки и параметров движения бурового раствора позволяет непрерывно контролировать процесс прокладки трубопровода. Бурильная головка имеет систему форсунок высокого давления, которые позволяют подкрепить процесс бурения гидравлическим вымыванием грунта буровым раствором.

Проходческий щит работает из заранее подготовленной стартовой шахты в заданном прямолинейном или криволинейном направлении. Выемка щита производится из приемной шахты.

Микротоннелирование может применяться при любых грунтовых условиях и любой степени обводненности грунтов.

Управление процессом строительства микротоннеля производится из кабины, находящейся на поверхности. Местонахождение и ориентация щита контролируется с помощью лазерной системы.

Микротоннельные машины в основном применяются при строительстве коротких (100–300 м) тоннелей, однако в практике строительства подводных переходов различных трубопроводов были реализованы проекты, где длина тоннеля составляла около 3000 м. Основным параметр в тоннелестроении — это диаметр. Современные производители предлагают установки диаметром от 200 мм до 14 м.

Для проходки микротоннелей используются щиты различной остстки и компоновки. Возможно, например, размещение силового агрегата внутри щита, либо на поверхности земли. Кроме того, в зависимости от категории грунта, изменяется вид и твердость режущих кромок рабочего органа. Для транспортировки породы из тоннеля на поверхность используют также различные способы. Если грунт не обводнен, то можно применять щит со шнековым устройством, обеспечивающим транспортировку отработанной руды на поверхность. Если же грунты обводнены, либо возможно их обводнение в процессе работ, применяют щит с гидропригрузом. При этом способе водно-бентонитовый раствор прокачивается по трубопроводам, вынося на поверхность отработанную руду.

Построенный таким образом тоннель можно эксплуатировать в качестве канализационного коллектора, водовода либо проложить в нем стальной трубопровод, транспортирующий нефть, газ или любой другой продукт.

Так же, как и при ННБ, при микротоннелировании объем земляных работ незначителен только для строительства стартовой и конечной шахт. При необходимости прокладки длинного или криволинейного участка трубопровода строятся промежуточные шахты. Достоинства микротоннелирования такие же, как и наклонно-направленного бурения.

При применении микротоннелирования необходимо учитывать инженерно-геологические и гидрологические условия. Оборудование выбирают в зависимости от этих условий и

диаметра трубопровода. Например, такие грунты, как пески и глины средней плотности легко перерабатываются и не требуют специальных бурильных щитов (головок). Локально имеющийся ил в твердопластичном виде не создает проблем, лишь требует применения специальных добавок в буровой раствор. Если на месте строительства встречается однородная скала, то определяют ее твердость по шкале Моса, плотность и дают общую оценку качества скалы по месту нахождения проб. Количество пробуренных контрольных скважин зависит от предполагаемой длины бурения тоннеля и сложности геологической структуры. Если длина бурения должна быть около 100 м, то обычно достаточно пробурить по одной скважине на точке начала и конца участка. Если результаты тестирования при разведочном бурении покажут, что имеется однообразная структура грунта на обоих концах, тогда в дополнительных исследованиях нет необходимости. В случае каких-либо отклонений, прерывности геологических слоев, наличия скал или большого скопления щебня необходимо выполнить дополнительное разведочное бурение.

После окончания разведочного бурения рекомендуется забетонировать скважины во избежание потери бурового раствора во время собственно бурения микротоннеля.

Микротоннельная установка представляет собой комплекс агрегатов, взаимодействующих при строительстве микротоннеля. В состав установки входят следующие агрегаты:

- бурильная головка, состоящая из бурильного щита, конусной дробилки и камеры смешивания. В головке находятся: электродвигатель, гидравлический насос, гидравлический двигатель привода бурильного щита, три силовых цилиндра управления, пульт управления, электропровода, провода управления, трубопровод питания и трубопровод вдавливания, насос вымывателя, откачивающий грунт от головки в стартовую шахту;

- главная станция вдавливания, которая состоит из рамы и двух силовых гидроцилиндров;

- гидравлический агрегат, который питает главную и промежуточные станции вдавливания.

Глава 7

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

7.1. КЛАССИФИКАЦИЯ АВАРИЙ

Авария на подводном переходе как объекте магистрального нефтепровода — это внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, оборудования и устройств.

В зависимости от тяжести последствий аварии делятся на аварии 1 категории, 2 категории и инцидент.

Авария 1 категории — это авария с последствиями, включающими следующие события:

- травматизм со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;
- воспламенение нефти или взрыв ее паров и газов;
- загрязнение водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема;
- простой нефтепровода свыше 24 ч;
- потеря нефти свыше 100 м³.

Авария 2 категории — авария с последствиями, включающими события:

- воспламенение и пожар;
- загрязнение грунта и атмосферы;
- простой нефтепровода от 8 до 24 ч;
- потеря нефти от 10 до 100 м³.

"Инцидент" на объектах магистральных нефтепроводов — отказ или повреждение оборудования или технических устройств, с потерей нефти менее 10 м³. Инциденты разделяются на "аварийные утечки" и "опасные условия эксплуатации".

"Аварийная утечка" на объектах магистрального нефтепровода — это истечение нефти объемом менее 10 м³ на трассе нефтепровода, на территории или в помещениях магистральных насосных станций, резервуарных парков, потребовавшее проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

"Опасные условия эксплуатации" объектов магистральных нефтепроводов — обстоятельства, выявленные при эксплуа-

тации магистрального нефтепровода или его объектов при проведении обследований их состояния или по результатам внутритрубной диагностики, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки и принять меры по их предупреждению.

7.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

7.2.1. ЗАДАЧИ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ СЛУЖБ

Руководствуясь Федеральным законом РФ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (статья 10), предприятия магистральных нефтепроводов обязаны в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, организовывать аварийно-восстановительные службы (далее АВС) и приостанавливать эксплуатацию нефтепровода на аварийном участке.

АВС создаются на основании приказа по предприятиям магистральных нефтепроводов (МН).

В задачу АВС входит обеспечение готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий, а также ликвидация последствий стихийных бедствий на объектах МН [33].

За подразделениями АВС закрепляются приказом по ОАО МН участки (зоны обслуживания) трасс МН, подводные переходы, базы приема и отгрузки и НПС.

Каждая АВС должна укомплектовываться обслуживающим персоналом с учетом объема выполняемых работ, удовлетворяющим соответствующим квалификационным требованиям и не имеющим медицинских противопоказаний к указанной работе.

Аварийно-восстановительные службы обязаны выполнять следующие функции:

- содержать в постоянной готовности все приданные им технические средства;

- содержать все объекты линейной части в состоянии, отвечающем требованиям "Правил технической эксплуатации МН" и "Правил охраны магистральных трубопроводов";

- осуществлять контроль за состоянием трассы на своем участке путем регулярного патрулирования;

- проводить плановые работы по графику на своем участке с целью недопущения и предотвращения аварии;

комплектовать свои службы на обслуживаемом участке правовыми актами, технической документацией, должностными инструкциями, действующими нормами и правилами ведения работ на производстве согласно установленному перечню;

оперативно ликвидировать аварии и их последствия;

взаимодействовать с привлечением сил и средств местных органов власти, штабов ГО, МЧС и МВД в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных ее последствий;

взаимодействовать при ликвидации аварии со службами пожарной безопасности и медицинскими службами;

организовывать и осуществлять производственный контроль на объектах МН за соблюдением требований промышленной безопасности;

создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии;

принимать меры по защите жизни и здоровья работников и населения, а также ценного имущества близлежащих населенных пунктов;

обеспечивать восстановление технологических параметров поврежденного нефтепровода;

рекультивировать загрязненные при аварии земли и передавать их землепользователям с документальным оформлением (РД 39-30-114 – 78);

повышать уровень профессиональной подготовки и промышленной безопасности персонала АВС путем обучения, тренировок, учений;

принимать участие в техническом расследовании причин аварии и принимать меры по устранению указанных причин и профилактики подобных аварий;

содействовать проведению всесторонней оценки риска аварии и связанной с ней угрозы.

При возникновении аварии на линейной части, подводных переходах, нефтеперекачивающих станциях, базе приема и отгрузки, смещения персонал АВС обязан действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий, разработанным заранее для закрепленных за АВС объектов МН.

С целью повышения оперативности, профессиональных навыков у персонала, отработки технологии аварийно-восстановительных работ необходимо проводить учения и учебно-тренировочные занятия, согласно разработанным планам.

Каждая АВС должна оснащаться в соответствии с "Табелем технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов".

АВС, обслуживающие подводные переходы, должны оснащаться по "Методике расчета сил и средств для восстановления подводного трубопровода и ликвидации аварийного разлива нефти при аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов".

Извещение об аварии (отказе) на предприятиях МН, формы документального оформления должны представляться согласно инструкции "Порядок уведомления и предоставления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей".

7.2.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПУНКТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Комплекты сил и технических средств располагаются в пунктах, условно обозначенных $\dot{A}$ и $\dot{A}$. Границы зоны обслуживания пункта $\dot{A}$ определяются скоростью транспорта и временем подъезда к ППМН ($v = 50 - 70$ км/ч). Границы зоны обслуживания пункта $\dot{A}$ определяются скоростью авиатранспорта и временем полета к подводному переходу магистрального нефтепровода (ППМН) ($v = 200$ км/ч).

Места расположения сил и технических средств локализации и сбора нефти назначаются, преимущественно, при существующих технических службах предприятий.

Для каждого ППМН определяют его номер. Номера ППМН находят для разных МН отдельно. Номер является условным. Его определяют по формуле

$$K = \frac{L}{60 \cdot t \cdot v}$$

и округляются до целого числа.

Здесь L — километр по трассе, на котором расположен ППМН; t — время подъезда (полета) к месту ликвидации аварии; v — скорость подъезда (полета) к месту аварии (для пунктов $\dot{A}$ и $\dot{A}$ выбирается с учетом средств доставки).

Переходы одного МН, имеющие одинаковые номера или пересекающие водную преграду в одном техническом коридоре, объединяются в одну зону обслуживания пункта

7.2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА И КОЛИЧЕСТВА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Состав и количество технических средств дооснащения аварийных служб определяются объемом возможной утечки

нефти, а также технологическими параметрами и гидрологическими особенностями конкретного перехода. Это устанавливается расчетом потенциально возможной утечки нефти.

Конкретные марки рассчитанного вида оборудования выбираются из номенклатуры выпускаемых технических средств при комплектации конкретного аварийного пункта.

Объем утечки нефти рассчитывают исходя из возникновения дефектных отверстий, которые имеют преимущественно форму ромба, расположенного вдоль оси трубы.

Суммарный объем утечки нефти вычисляют исходя из потери продукта до закрытия задвижек и после закрытия задвижек. До закрытия задвижек потеря продукта происходит под давлением, близким к рабочему. Общее время утечки складывается из времени от момента возникновения утечки до ее обнаружения диспетчером.

После закрытия задвижек усредненная потеря продукта равна объему нефти, находящейся в трубопроводе, ограниченном береговыми задвижками L_n .

Объем нефти, вытекшей после закрытия задвижек, определяется по формуле

$$V_3 = 0,083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot L_n \text{ [м}^3\text{]}.$$

Объемный расход утечки нефти вычисляется по формуле максимального истечения жидкости через отверстие, эквивалентное площади дефектного отверстия трубопровода:

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2p_{cp} / \rho_n} \text{ [м}^3\text{/с]},$$

где μ — коэффициент расхода (с учетом сопротивления грунта составляет 0,15); p_{cp} — среднее давление в трубопроводе в Па; ρ_n — плотность нефти при 4 °С, равная 847 кг/м³.

Объем утечки нефти до закрытия задвижек равен

$$V_n = Qt_y \text{ [м}^3\text{]},$$

где t_y — время до закрытия задвижек, принимается равным 15 мин, согласно требованиям РД 39-110—91.

Суммарный объем утечки нефти из нефтепровода рассчитывается по формуле

$$V_\Sigma = V_n + V_3 \text{ [м}^3\text{]}.$$

7.2.4. РАСЧЕТ УСТАНОВКИ БОНОВЫХ ЗАГРАЖДЕНИЙ

Для улавливания вылившейся нефти на акватории реки устанавливаются боновые заграждения (БЗ) под углом к динамической оси потока, вдоль которого происходит распространение нефтяного пятна. БЗ подразделяются на направляющие и улавливающие. Направляющие БЗ применяются для смещения нефтяного пятна. Улавливающие БЗ применяются для локализации и сбора нефти. Способы установки БЗ в зависимости от типа реки представлены на рис. 26.

Угол установки бонов относительно динамической оси потока определяется скоростью течения реки и способностью бонов удерживать нефть.

Длина БЗ определяется параметрами реки (шириной и скоростью реки) и углом установки α . Необходимая длина БЗ на один рубеж удержания и углы установки в зависимости от параметров реки представлены в табл. 11.

Боновое заграждение сдерживает дальнейшее распространение нефтяного пятна вниз по течению, обеспечивая локализацию разлившейся нефти. Объем нефти (м^3), удерживаемой БЗ на одном рубеже, зависит от ширины реки и угла установки и рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бз}} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot B_p^2 / \operatorname{tg} \alpha.$$

В табл. 12 представлены результаты расчета объема нефти, удерживаемой БЗ на одном рубеже $V_{\text{бз}}$.

Число рубежей локализации определяется расчетом объема вытекающей нефти и гидрологическими особенностями подводного перехода. Если объем вытекшей нефти превышает расчетный объем, который способны удержать боновые заграждения на первом рубеже, назначаются дополнительные рубежи локализации. Общее количество рубежей рассчитывается по формуле:

$$K_p = V_{\Sigma} / V_{\text{бз}},$$

где V_{Σ} — суммарный объем утечки; $V_{\text{бз}}$ — объем нефти, удерживаемый одним рубежом с последующим округлением до целого числа в большую сторону. Если K_p больше трех, то число рубежей задержания принимается равным трем, и один из них стационарный со стопроцентным перекрытием реки во время аварии. Число назначаемых рубежей должно быть не менее двух.

Общая длина БЗ (в м) для пунктов $\dot{A}$ определяется по формуле

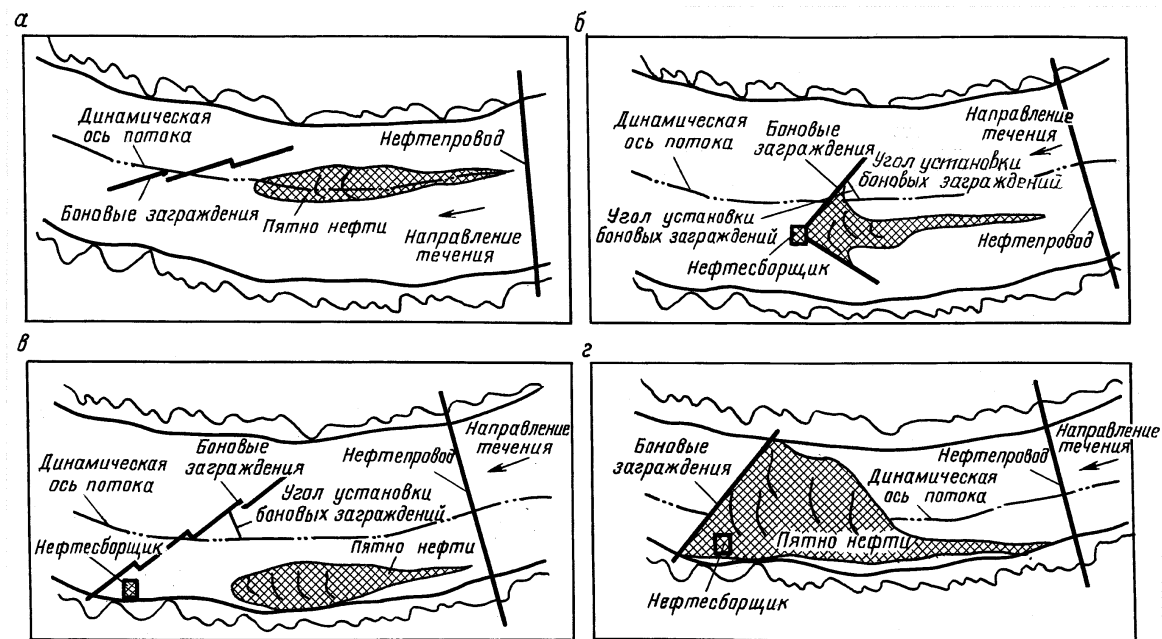


Рис. 26. Способы установки боновых заграждений в различных условиях:

а — направляющие боны (применяются для смещения нефтяного пятна к берегу в зону малых скоростей. Устанавливаются на реках со скоростями 0,5 м/с); б — полупроточный вариант установки (устанавливаются в комплексе с нефтесборщиком высокой производительности на широких реках (более 300 м)); в — улавливающие боны (устанавливаются под углом к динамической оси для смещения нефтяного пятна к берегу в зону малых скоростей, локализации и сбора нефти); г — способ установки БЗ со стопроцентным перекрытием русла реки (применим для малых рек, несудоходных рек и рек со скоростями течения до 0,3 м/с)

Т а б л и ц а 11

Ширина реки B_p , м	Угол установки БЗ (градус) относительно динамической оси потока реки			
	60	40	30	20
	Длина БЗ (L_6 , м) при скоростях течения реки			
	до 0,2 м/с	до 0,5 м/с	до 0,7 м/с	более 0,7 м/с
До 50	75	75	100	150
До 100	120	120	200	300
До 300	350	400	500	700
До 700	770	800	1200	1400
До 1000	1100	1500	1800	2000
Более 1000	3000	Требуется специальная технология улавливания		

Т а б л и ц а 12

Ширина реки B_p , м	Угол установки БЗ, градус				
	40	35	30	25	20
Объем нефти, удерживаемой БЗ (V_{63}), м ³					
30	3	4	5	6	7
100	36	43	52	64	82
200	143	171	208	257	330
500	894	1072	1300	1609	2062
1000	3578	4287	5199	6437	8247
1500	Объем нефти, удерживаемый БЗ, превышает расчетный объем вытекшей нефти				
3000					

$$L_{\text{общая}} = K_p \cdot L_6,$$

где L_6 — длина БЗ на одном рубеже.

Общая длина БЗ в пункте $\dot{A}$ должна быть не менее 1/3 длины БЗ пункта $\dot{A}$

Типы боновых заграждений, включая металлические, и технологии их установки определяются в технологических картах на конкретный подводный переход.

Необходимую суммарную производительность нефтесборщиков Q_{Σ} , участвующих в ликвидации аварии, определяют исходя из объема разлившейся нефти и заданного времени ее сбора.

Расчет Q_{Σ} (м³/ч) производится по формуле

$$Q_{\Sigma} = 60 \cdot V_{\Sigma} / t_{\text{сб}},$$

где $t_{\text{сб}}$, мин, — время, за которое необходимо собрать основную массу разлившейся нефти (принято время, равное 24 ч).

При применении сорбентов для ликвидации аварий коли-

чество сорбента (в кг) рассчитывают по заданной величине сбора части суммарного объема вылившейся нефти по формуле:

$$P_{\text{пр.с}} = \frac{N_{\text{ч}} \cdot V_{\Sigma} \cdot \rho_{\text{н}}}{100 \cdot \epsilon_{\text{сп}}},$$

где V_{Σ} — суммарный объем вылившейся нефти, м^3 ; $\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; $N_{\text{ч}}$ — процент собираемой сорбентом нефти, %; $\epsilon_{\text{сп}}$ — сорбционная способность сорбента, $\text{кг}/\text{кг}$.

Количество техсредств для установки БЗ и оборудования зависит от количества рубежей заграждения, суммарной длины БЗ и характеристики реки (судоходность).

Пункты ликвидации аварий оснащают буксировочными катерами для перевозки оборудования и механизмов для крупных и судоходных рек из расчета один буксировочный катер на пункт, обслуживающий реку шириной более 300 м.

Оснащение этих пунктов лодками производится из расчета 1 лодки на один пункт.

Оснащение комплектом оборудования, в который входят емкость для хранения нефти и установка для сжигания отходов, производится из расчета 1 комплект на один подводный переход.

Оснащение зимним экологическим комплектом производится из расчета 1 комплект на 1 пункт А. Оснащение мобильным комплексом скорой экологической помощи (СЭП) производится из расчета 1 комплекс на пункт А.

Основные технические средства доставки оборудования входят в комплект, определяемый РД 39-025 — 90.

7.3. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

Ликвидация аварий и сценарий их последующего развития разнообразны. Имеется множество вариантов, в зависимости от степени их детализации и уровня применяемых средств.

Ликвидация аварий выполняется по плану, который разрабатывается для каждого конкретного подводного перехода.

Разработка эффективных способов локализации загрязнения зависит от степени изученности особенностей распространения пятна нефти на поверхности чистой воды.

Порядок действий персонала аварийно-восстановительных

служб с момента получения сигнала "Авария" расписывается подробно.

Например, на Гомельском предприятии транспорта нефти "Дружба" разработан стандарт предприятия по программе "Надежность и безопасность подводных переходов магистральных нефтепроводов" (Регламент безопасности).

По получении сигнала "Авария" организованы:

выезд патрульной группы для определения ситуации на реке (указывается маршрут);

выезд технической группы для контроля состояния береговых задвижек, линейных задвижек и обеспечения их полного закрытия;

сбор аварийной группы, выезд по готовности немедленно;

при подтверждении патрульной группой наличия нефтяного пятна на водной поверхности организуется выезд технической группы с автокраном, электростанцией по установке боновых заграждений и нефтесборщиков, доставляются плавсредства в районы рубежей ликвидации и сбора нефти, указанные патрульной группой;

определяется местоположение головы нефтяного пятна.

По маршрутам, указанным в транспортной схеме, выезжают пожарные автомобили и устанавливаются в местах, которые указаны на утвержденных чертежах.

В районе разгерметизации нефтепровода водолазы разрабатывают грунт под водой и накладывают пластырь.

На рубежах сбора также защищают береговые зоны от загрязнения грунта и растительности путем разворачивания штатных средств или местных материалов (соломенные маты и т.п.).

В регламенте приведены стандартные схемы определения угла установки боновых заграждений в зависимости от скорости течения, расчеты длины заграждений, схемы подбора свайных якорей и оснастки, размеры якорей, канатов, якорных цепей.

Приведен табель оснащенности оборудования (водоотливные средства, наполнительные агрегаты, нефтесборщики, резервуары для сбора нефтяной смеси, плавсредства, боновые заграждения, транспортные средства и т.д.).

Расписан порядок оповещения каждого работника, участвующего в аварии, место сбора, номер автомобиля, его оснащение и задача, решаемая при прибытии на место.

В плане ликвидации нужно предусматривать все непредвиденные препятствия, которые могут возникнуть при его реализации.

Например, в СУПЛАВ ОАО "Сибнефтепровод" совершенно правильно считают, что обеспечение беспрепятственного перемещения аварийных колонн автомобильной техники по потенциально возможным маршрутам движения к вероятным местам выполнения аварийных работ должно производиться заблаговременно. Разрешения на перемещение по дорогам областного и федерального значения, оформленные в службе департамента дорожной службы и органах ГАИ УВД, должны быть действительны в течение трех месяцев (соответственно сезону), периодически переоформляться без разрыва во времени действия на каждую конкретную единицу тяжелой землеройной и грузоподъемной техники, по конкретному маршруту.

Наличие разрешения на конкретную единицу тягача с трейлером (автопоезд) является непременным условием технической готовности.

При выборе маршрутов движения необходимо учитывать грузоподъемность мостов.

Более легкая автомобильная техника с прицепами, входящая в состав аварийно-восстановительных колонн, должна быть согласована своевременно для круглогодичного передвижения по всем необходимым маршрутам.

Для возможного использования материалов (УКЗ, ШКЗ) при демонтаже и ремонте магистральных нефтепроводов должны быть получены лицензии в Госгортехнадзоре России на право производства взрывных работ и эксплуатации склада взрывчатых веществ. Если взрывные работы осуществляются в разных областях, контролируемых соответствующими округами Госгортехнадзора России, в каждом из этих округов оформляется разрешение на право производства этих работ.

7.4. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЗАГРЯЗНЕНИЙ

7.4.1. ЗАГРАЖДЕНИЯ, НЕФТЕСБОРЩИКИ

Для предотвращения распространения нефтяного загрязнения на реках получили широкое распространение плавающие заграждения, эффективность которых зависит от правильности их установки. Различают два типа заграждений — "барьер" и "занавес".

Заграждения типа "барьер" состоят из жесткого или по-

лужесткого экрана, удерживаемого на поверхности воды с помощью поплавков. Для задержания прошедшей через "барьер" нефти ниже по течению устраивают фильтр из двух рядов проволочной сетки с ячейками 10×10 или 15×15 см, пространство между которыми заполняют соломой или камышом. Можно применять также сетчатые рукава, заполненные перлитом.

Заграждение типа "занавес" состоит из поплавков, как правило, надувного типа, к которым крепят экран-"юбку" из мягкого материала, загруженного в нижней части балластом из цепей, рукавов или труб с песком (водой).

Для оценки силовых нагрузок на заграждение необходимо определять давление от ветровой нагрузки и потока воды на единицу площади заграждения (рис. 27).

Давление ветра, действующее на надводную часть заграждений, зависит от его скорости.

Скорость ветра, м/с	2–3	4–5	9–10	14–17	21–24	25–28	29–33	34 и более
Давление ветра, кг/м ²	1,1	3,1	12,5	36	72	98	136	153 и более

Силовое воздействие от потока воды $q_{\text{теч}}$ (в т/м²), действующего на подводную часть заграждения, определяют по формуле

$$q_{\text{теч}} = (C\gamma v^2) / 2,$$

где C — коэффициент лобового сопротивления ($C = 2,66$); γ — плотность воды, т/м³; v — скорость течения, м/с.

Сложение силовых векторов от ветрового и водного потоков позволяет получить суммарное давление на 1 м поверхности заграждения.

Все элементы заграждения (тросы, цепи, якоря и т.п.) должны быть рассчитаны на прочность.

Большое значение имеет правильная расстановка заграждений. Если заграждение размещают перпендикулярно течению реки при его скорости свыше 0,35 м/с, то происходит проныривание нефти под "юбкой", из-за чего по фронту заграждения (с наружной стороны) образуется пленочное загрязнение. Для устранения этого необходимо размещать заграждения под острым углом к линии потока, обеспечивая условие $\sin\theta = 0,35/v$, где θ — угол между линией заграждения и прямой, соответствующей ширине реки.

В этом случае вектор скорости течения реки и ветра раскладывается на две составляющие, что снижает нагрузку на

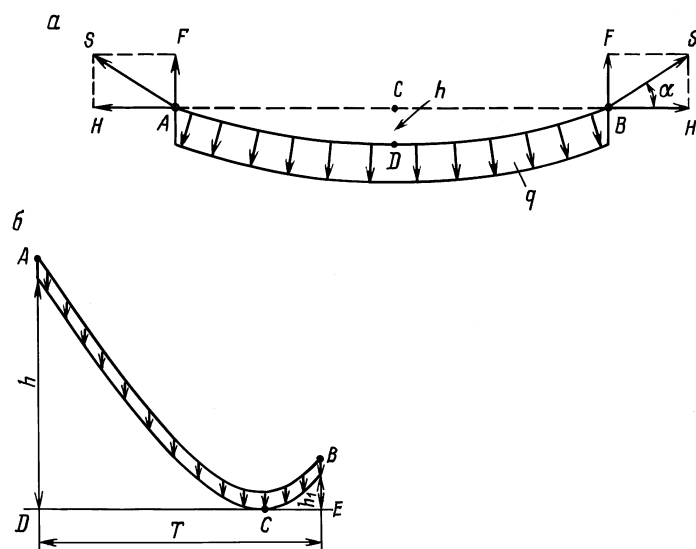


Рис. 27. Расчетные схемы и формулы для определения нагрузок от ветра и течения воды на элементы плавающих заграждений:

‡ — симметричная схема расчета:

1) вертикальная составляющая

$$F = qL/2, \text{ где } q = q_{\text{ветра}} + q_{\text{теч}}; L - \text{длина заграждения};$$

2) горизонтальная составляющая

$$H = F \operatorname{ctg} \alpha = Fb/2h,$$

где h — стрелка прогиба заграждения;

3) суммарная сила

$$S = F / \sin \alpha = \frac{F}{2} \sqrt{4 + b^2 / h^2},$$

где $b = AC = BC$.

а — несимметричная схема расчета:

$$1) b = CD = T \sqrt{h} / (\sqrt{h} + \sqrt{h_1}),$$

где $h = AD$; $h_1 = T - h$;

2) F , H и S определяются по приведенным выше формулам

заграждение. Угол наклона заграждения принимают в зависимости от скорости течения.

Скорость течения V , м/с.....	0,8	0,8—1,2	1,2—1,6	1,6—2,0	2,0
θ , град.....	30	40	50	60	70

Эффективность работы боновых заграждений существенно зависит от их правильного закрепления на берегу и в во-

де. На малых реках возможно производить анкеровку одновременно по обоим берегам. На больших, особенно судоходных реках, можно устанавливать заграждение в виде разъемных секций небольшой длины, например, в виде каскада, тем самым обеспечивая проход судов в любом направлении в промежутке между отдельными секциями заграждения. В этом случае анкеровка производится на берегу и на акватории под водой.

Боновые заграждения различаются по времени подготовки, сборки, развертывания и закрепления на акватории и на берегу, оптимальным углом установки, обеспечивающей остойчивость на течении, максимальным усилием при перемещении в рабочем положении.

Важнейшими характеристиками боновых заграждений являются масса погонного метра, длина секции, высота экрана надводной и подводной части, допускаемая скорость течения и ветра, высота волнения.

Характеристики некоторых отечественных и зарубежных видов боновых заграждений приведены в табл. 13 и 14.

Для закрепления оттяжек плавающих заграждений необхо-

Т а б л и ц а 13

Характеристики боновых заграждений

Характеристики	Типы боновых заграждений					
	АО "АЦКБ" (Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	Уж-20М (г. Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)	ТМБ-ИНФ (Франция)
Скорость течения, при которой БЗ может сохранять остойчивость, м/с	0,25	0,5	1,5	—	—	0,7
Скорость ветра, м/с	12	10	—	—	—	—
Высота волн, м (балл)	1,25(3)	1,25(3)	—	—	—	—
Масса, кг/м	4,75	6,0	4,5	5,0	8,0	6,0
Интервал рабочих температур, °С	—30...+40	0...+40	—5...+35	—20...+70	—20...+70	—20...+70
Длина секции, м	20	100	50	50	10	—
Высота экрана, м:						
надводная	0,15	0,2	0,2	0,25	0,37	0,37
подводная	0,45	0,5	0,45	0,35	0,53	0,60

Т а б л и ц а 14

Оценки эффективности боновых заграждений

Показатели эффективности боновых заграждений	Типы боновых заграждений					
	АО "АЦКБ" (Астрахань)	БЗ-14-00-00 (г. Ростов-на-Дону)	Уж-20М (г. Уфа)	Балеар-312 (Франция)	Балеар-323 (Франция)	ТМБ-ИНФ (Франция)
Время подготовки БЗ на суше, мин	60	60	60	60	60	—
Время развертывания и крепления секций на воде, мин	30	25	30	25	25	—
Угол установки, обеспечивающий устойчивость на воде, град	30	35	30	26	36	—
Максимальное усилие перемещения при установке на течении, кг	300	300	500	600	1650	—
Максимальное усилие удержания в рабочем положении, кг	200	230	220	250	760	760

димо применять заглубленные или поверхностные якоря разборного типа.

Якоря, состоящие из бетонных элементов, соединяются между собой с помощью болтовых соединений. Габаритные размеры и массу заглубленных и поверхностных бетонных якорей определяют в зависимости от сил трения якоря о грунт и силы воздействия грунта на переднюю упорную плоскость якоря, противодействующих горизонтальной составляющей усилия в оттяжке заграждения.

Необходимо производить расчет бетонных якорей на устойчивость от опрокидывания и сдвига.

Поверхностные якоря, состоящие из металлической рамы и бетонных блоков (камней), для увеличения сопротивления сдвигу изготавливают с вертикальными ножами, заглубленными в грунт. В этом случае необходимо производить расчет сил трения металлической рамы о грунт и сопротивления грунта резанию, проверку на устойчивость от опрокидывания.

Кроме анкеровки оттяжки, удерживающей плавучее заграждение, необходимо дополнительно закрепить секцию, примыкающую к берегу, с таким расчетом, чтобы предотвратить смещение при изменении положения основного заграждения от первоначального положения.

Для повышения эффективности сбора нефти из берегового приямка на пути движения загрязнения необходимо устраивать сетчатые завесы, пропускающие нефть, но задерживающие плавающий мусор (ветки, листья и пр.).

Хорошей защитой береговой линии от нефтяных загрязнений являются соломенные блоки, которые укладываются по кромке воды и препятствуют накоплению загрязнения на заплесках. Их применение существенно сокращает объем трудоемких очистных работ на берегу.

Существует несколько способов сбора нефти с водной поверхности. Наиболее распространен сбор нефти с использованием нефтесборщиков.

Во избежание растекания нефти по поверхности воды на пути ее дрейфа устанавливают боновые заграждения либо сдерживают нефтяное пятно струями воды из пожарных стволов. Начинать обработку загрязненного участка нужно с периферии в направлении его большей оси. Лучше всего, если нефтесборщик стоит на месте, а пятно нефти перемещается к приемной камере (рис. 28, а).

Дрейфующее пятно направляют в зону заграждения с помощью водных струй из пожарных стволов, устанавливаемых на расстоянии около 1 м от границы загрязнений и превращающих пятно, расплывающееся на поверхности, в узкую полосу. Если с одной стороны на пятно дует ветер, то струи воды направляют только с противоположной стороны (рис. 28, б).

При сборе нефти в заграждение необходимо, чтобы концы его крепились к носовой части катера и нефтесборщика. В этом случае очистку акватории начинают с наиболее загрязненного участка. Буксировку заграждения выполняют параллельным курсом малым ходом вперед. Расстояние между плавсредствами выбирают из расчета максимального захвата зоны заграждения.

После выхода за границу загрязнения (лучше всего в зону с пониженной скоростью течения) катер останавливается. Нефтесборщик, описывая дугу, подходит к катеру, швартуется носом к корме и начинает собирать нефть, постепенно сокращая площадь огражденного участка за счет притягивания конца заграждения вдоль борта (рис. 29).

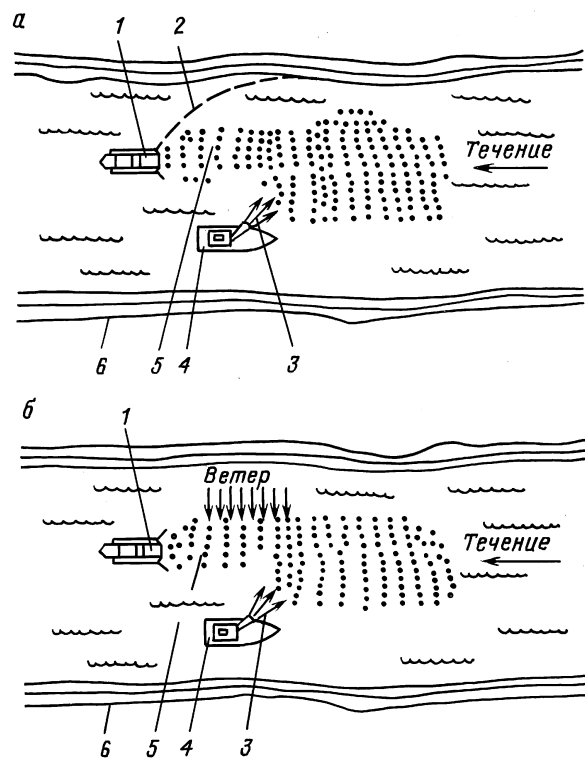


Рис. 28 Сбор нефти на течении несамостоятельными нефтесборщиками с использованием боновых заграждений (а), струй воды и ветра (б):
1 — нефтесборщик; 2 — боновое заграждение; 3 — струи воды из пожарных стволов; 4 — пожарный катер; 5 — нефтяное пятно; 6 — линия берега

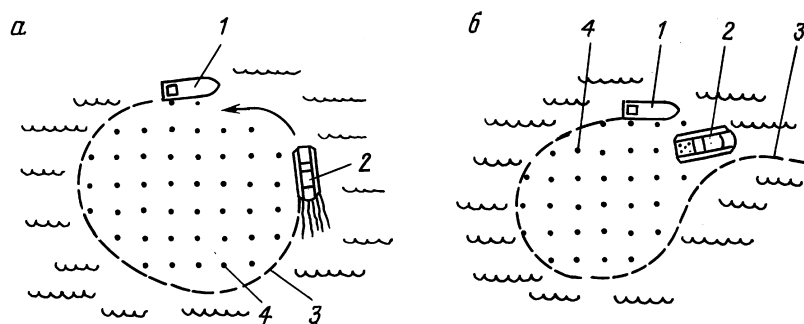


Рис. 29 Ограждение (а) и сбор в огражденной акватории (б):
1 — катер; 2 — самоходный нефтесборщик; 3 — боновое ограждение; 4 — нефть

Во избежание выноса нефти за пределы зоны ограждения при высокой скорости ее поступления к приемной камере необходимо на короткое время (несколько секунд) перевести работу нефтесборщика на задний ход — струей воды от винта нефть будет возвращена в зону всасывания.

Для сбора нефти с водной поверхности помимо нефтесборщиков с различными приемными камерами возможно использование землесосных снарядов с разрыхлителями, повернутыми воронкой вверх.

При разливе нефти на открытой акватории должны быть приняты срочные меры по заграждению ее бонами на возможно меньшей площади.

Свободно плавающая нефть обычно перемещается со скоростью, равной 3–4 % скорости ветра. Для улучшения характеристик боновых заграждений можно использовать плавучие якоря. Поскольку скорость дрейфа боновых заграждений с плавучими якорями составляет 2 % скорости ветра, нефть не только концентрируется, но и медленнее перемещается по направлению ветра.

При сборе нефти в условиях пониженных температур необходимо контролировать ее плотность, чтобы не допустить осаждения нефти на дно водоема.

Необходимо учитывать гидрометеорологические условия, выработать тактику и определить технологию ликвидации загрязнения, выполнить инструментальные методы оценки ситуации, готовность обслуживающего персонала в полной мере использовать возможности технических средств для сбора нефти. Для ликвидации нефтяного загрязнения нужны комплекты оборудования для использования в разных условиях. Недооценка этих факторов может привести к перебоям в работе по ликвидации последствий аварии.

Считается, что нефть может сама поступать к нефтесборному устройству. Однако вязкая нефть может образовать своеобразные заторы перед нефтесборщиком. Чтобы избежать непроизводительной работы, необходимо обеспечить принудительное поступление нефти к нефтесборному устройству, используя струи воды, силу ветра или течения.

Даже самоходные нефтесборщики лучше собирают нефть в стационарном положении, чем на ходу, поэтому нефтесборные устройства нужно устанавливать с подветренной стороны относительно нефтяного пятна, чтобы течение воды и ветер способствовали его движению в сторону приемного устройства нефтесборщика.

Имеются нефтесборщики переливного, барабанного, ваку-

умного и дискового типа. Их технические данные и эффективность приведены в табл. 15 и 16.

В нефтесборщиках переливного и вакуумного типа используется технология перелива нефтяной пленки со стойкой водонефтяной эмульсией. Для последующего отделения нефти используются шестеренчатые и центробежные насосы и передвижные или стационарные отстойники.

Нефтесборщики барабанного и дискового типа в зависимости от скорости вращения имеют значительно меньшее водосодержание собранной нефти, поскольку используется метод налипания нефти на поверхность барабана или диска с возможностью повышения производительности сбора нефти до 100 м³/ч.

Пример дискового нефтесборщика типа "Звезда" приведен на фото 14 (цветная вкладка).

Имея пять лучей для сбора нефти и большое количество дисков, небольшую осадку, регулируемую скорость вращения дисков, нефтесборщик обеспечивает достаточно высокую производительность (более 60 м³/ч) и качественное отделение нефти от воды при очистке загрязненной акватории. Работает с применением любых видов боновых заграждений и под любыми углами их установки. Может удерживаться как в составе бонового заграждения, так и на отдельном якоря внут-

Т а б л и ц а 15

Технические данные нефтесборщиков, используемых при ликвидации аварий

Характеристики	Тип нефтесборщика							
	НСДУ-1	НСДУ-2	Диск-Эгмо	Эгмо-Рapid	НА-15М	НС "Дружба"	УНС 0003	Установка в/р. 4765
Производительность, м ³ /ч	8	15	40–60	20–100	15	10	4	10–15
Габаритные размеры, м:								
длина		1,5	1,8	10,0	—	0,96	2,07	2,85
ширина		1,5	1,3	2,5	3,0	0,98	1,34	2,06
высота		0,3	0,8	3,2	1,0	0,34	0,74	1,7
Осадку, м	0,12	0,20	—	1,15–0,43	0,3	0,17	—	—
Масса, кг	15	20	120	—	250	23	237	1450
Обслуживающий персонал, чел.	2	2	2–3	2	—	2	2	2

Т а б л и ц а 16

Эффективность работы нефтесборщиков

Характеристики	Тип нефтесборщика							
	НСДУ-1	НСДУ-2	Диск-Эгмо	Эгмо-Рапид	НА-15М	НС "Дружба"	УНС 0003	Установка вакуумная
Продолжительность подготовки к работе, мин	20	20	25	—	25	—	10	15
Продолжительность сбора разлившейся нефти, мин	21	55	38	—	16	50	43	32
Процент нефти в собранной смеси, %	10	1	5–7	—	5	83	90	5–7
Содержание растворенной и эмульгированной нефти, мг/л	—	9,1	74	—	250	270	284	—

ри заграждения, а также в береговом котловане. Может иметь диски различной шероховатости, что резко повышает производительность сбора свежевытекшей и отстоявшейся нефти.

Сборно-разборная конструкция нефтесборщика позволяет перевозить его на одном автомобиле и собирать у берега вручную, благодаря легким элементам. Он удобен для работы в водоемах с заросшими камышом и топкими берегами.

Одним из вариантов нефтесборных систем является щеточный барабан финской фирмы LORI, устанавливаемый на катере или судне, которые могут двигаться по поверхности воды со скоростью 2–4 узла.

При стационарном сборе нефти щеточный барабан эффективен, благодаря своему высокому КПД (так как скорость вращения щеток на барабане в 3 раза выше, чем на стандартном конвейере). К тому же щетки с поверхности воды убирают не только нефть, но и мусор, и водоросли.

Щеточный барабан LORI может быть установлен на стреле многоковшового экскаватора или соединен с конвейером многочерпакового земснаряда. С помощью LORI можно собирать нефть на поверхности воды, покрытой слоем льда, а также при очистке береговой линии.

Щеточная технология обеспечивает производительность 5–240 м³/ч с малым количеством воды в собранной нефти (5–10 %).

Другая финская фирма LAMOR Corp. разработала нефтесборочные установки для эксплуатации при температурах до –45 °С. Машина LAMOR Iron Bull Pro 100 (“железный бык”) оборудована постоянным приводом на 8 колес, мощным дизель-турбинным двигателем, она оказывает небольшое давление на грунт, вследствие чего является маневренной и легкоуправляемой на бездорожье. Она выполняет землеоздоровительные работы на береговой линии, снимая загрязненный слой торфа и отсыпая слой чистого торфа с помощью торфодробильной установки.

7.4.2. СОРБЕНТЫ

При уменьшении толщины нефтяной пленки на поверхности воды до 0,5 мм работа нефтесборщиков становится неэффективной. Поэтому в подобных случаях используют нефтепоглощающие природные и синтетические сорбенты, наносимые путем напыления гидрофобной крошки или рулонных материалов. Важной характеристикой этих материалов является нефтеемкость, водопоглощение, токсичность, стоимость и способ утилизации.

В табл. 17 приведены данные о применяемых сорбентах.

Все сорбенты — материалы довольно рыхлые и легко разносятся ветром, в связи с чем возникают проблемы их извлечения с поверхности воды.

Для сорбции нефти используется измельченная полиуретановая пена, 28 кг которой сорбируют 1 т нефти. Она тоже не лишена указанных выше недостатков, но ее можно получить прямо на плавсредствах с помощью реакции двух жидких компонентов. В течение 1 мин происходит стократное увеличение объема смеси. Кубики пены вылавливают мелкоячеистым неводом и отжимают между вращающимися барабанами. Выход нефти достигает 80 %. После этого пену используют повторно.

В условиях волнения на водоемах применяют способ загущения. При этом используют парафины или отработанные парафиновые остатки, которые распыляют при температуре 70 °С. Загущение сырой нефти происходит при добавке парафинов в количестве 15–20 %, а для маловязкой нефти добавка может составлять 50–60 %.

Т а б л и ц а 17

Технические характеристики сорбентов

Сорбенты	Основа	Форма представления	Плотность, г/см ³	Неф-теем-кость, г/г	Неф-теем-кость при $t = 4^{\circ} \text{C}$, г/г
ПИТ СОРБ	Торф	Мелкодисперсная крошка	0,16	6–7,4	3,6
Турбосорб	Торф	Мелкодисперсная крошка	0,11	3,6	3,6
Пауэрсорб	Полотно	Рулон	—	(13–25)/12	11,4
КФП-сорбент		Крошка	0,01–0,015	(40–60)/51	52
Сибсорбент	Карбамидная пена				
	Торф		0,08	(7,6–9,3)/5	5
БТИ-1	Торф	Мелкодисперсная крошка	0,06	(12–15)/11	5
ИПМ-3	Ткань	Мат	—	8/10	94

Примечание: числитель — технические характеристики разработчиков, знаменатель — лабораторные показатели.

Подобный результат получают при использовании так называемого пластикового мха. Он образуется из паутиноподобного пластика при разбрызгивании полимера, растворенного в летучем растворителе типа ацетона. Нефть и пластик образуют своеобразный плот, который можно отбуксировать в любое место.

Метод является дорогостоящим, так как необходимое соотношение между объемом опрыскиваемого раствора пластика и нефти достигает 15 %.

Во время экспериментальных работ, например во Франции, большая часть такого плота была унесена ветром, в связи с чем возникли затруднения при сборе образовавшейся массы. По-видимому, этот метод более пригоден для внутренних водоемов.

Для сбора нефти используют также губчатый материал, получаемый из полиуретановой пены. Открытые поры губчатого материала позволяют в течение 5 мин полностью сорбировать нефть. Хорошие результаты получены при применении фенолформальдегидного пенопласта и полиуретановых пенопластов (ППУ) марки 40.

Кроме сорбентов для ликвидации загрязнений применяют также диспергенты. Это поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые при соединении с нефтью образуют растворы со слабым поверхностным натяжением, благодаря чему рассеиваются мелкими каплями в толще воды. Рассеивание

нефти в воде рассчитано на ее последующее биологическое разложение и имеет цель ускорить его, благодаря увеличению поверхности нефти, контактирующей с водой.

Поверхностно-активные вещества и нефть образуют эмульсии, которые воздействуют на молекулы углеводородных соединений и изменяют их поверхностное натяжение. К ним относится, например, алкилбензосульфат натрия, имеющий большую углеродную цепь, связанную с бензольным кольцом. Эти вещества в жидком виде можно разбрызгивать на большой площади. Расход по объему ниже, чем у порошкообразных. За рубежом для рассеивания нефти в воде применяют сольвент-эмульгаторы. Самыми эффективными из них являются ВР-1002, они содержат 8–30 % анионного ПАВ, 60–80 % углеводородного растворителя (обычно с высоким содержанием ароматических углеводородов) и дополнительные эмульгаторы и стабилизаторы. В полевых условиях необходимый объем обрабатываемого состава достигает 25–50 % объема нефти. Смесь энергично перемешивают до стадии водонефтяной эмульсии мощными водяными струями от винта судна.

При диспергировании нефти в застойных зонах большая масса воды в течение нескольких месяцев становится непригодной для обитания живых и растительных организмов. Диспергенты токсичны, поэтому их применение разрешается контролирующими органами только в особых случаях.

В 1993 г. на Черном море была произведена опытная бомбардировка с вертолета водной поверхности специальными кассетами, заполненными сорбентом-перлитом, с целью обеспечения залпового нанесения на большую площадь загрязнения. Специальный механический каркас кассеты обеспечивал разрушение оболочек с сорбентом только после погружения в воду. Сорбент при всплытии на поверхность контактирует с пленкой нефти, в результате повышается эффективность смешивания с нефтью и снижаются потери перлита, которые бывают при обыкновенном разбрасывании.

После соударения с водной поверхностью кассета, обладающая большой кинетической энергией, разрушается и исчезает под водой, а через несколько секунд на поверхности образуется ярко-белое пятно диаметром 30–40 м.

Применение специальных кассет при ликвидации аварий является принципиально новой и эффективной технологией.

Летательные аппараты находят большое применение при ликвидации аварий на подводных переходах нефтепроводов. На Всероссийских учениях по ликвидации аварий на подвод-

ных переходах в 1993 г. был использован вертолет для установки плавающих боновых заграждений; в 1994 г. на учениях в АО "Магистральные нефтепроводы "Дружба" применяли дельтаплан для нанесения измельченного торфа на нефтяное загрязнение (фото 17).

7.4.3. ЛОКАЛИЗАЦИЯ И СБОР НЕФТИ ЛЕТОМ И ЗИМОЙ

При выходе нефти в водную среду следует найти место и характер повреждения, обозначить это место с помощью буйа. На реках и водохранилищах с интенсивным судоходством или лесосплавом буй нередко срывается проходящими судами или плотами. При большой ширине водоема (2–3 км и более) определить место погружения водолазов для обследования или локализации повреждения по береговым ориентирам сложно, что приводит к непроизводительным затратам рабочего времени. Чтобы не допускать возникновения подобных ситуаций, используют буйи, которые срабатывают при получении дистанционно передаваемого сигнала. Сигнал подают перед началом рабочей смены. По окончании работ водолаз закрепляет буй на грунте с помощью якоря. Герметичный корпус буйа, в котором помещены приемное устройство, блок управления исполнительным механизмом, блок питания и собственно исполнительный механизм, удерживающий барабан с буйрепом и поплавком. В корпус буйа встроен фонарь, который загорается при всплытии буйа на поверхность воды. В конструкции буйа ВБ-1 применен приемник кодированных по частоте сигналов переменного магнитного поля, возбуждаемого вокруг трубопровода генератором переменного тока, входящим в состав типового комплекта оборудования.

В цилиндрическом корпусе размещены платы блоков электронной обработки сигналов и питания, а также устройство управления разъединительным механизмом. Снаружи корпуса укреплен приемная антенна. На плате электронной обработки сигналов размещены блок частотной селекции, усилители тональных сигналов и электронных реле. В центре платы находится регулятор чувствительности, кнопка реверсирования двигателя и разъем подключения внешнего источника тока для зарядки аккумулятора.

Управляющее устройство разъединительного механизма состоит из электродвигателя, который соединен с валом через редуктор. На одном из его концов укреплен кулачок, приводящий в действие микровыключатели. В центре передней крышки имеется ось, на которую надет барабан с намо-

таннным буйрепом, а на барабане — кольцо с пазом, в который входит выступающий конец вала. Барабан с буйрепом помещен в кожух.

При подключении генератора на берегу к трубопроводу возбуждается переменное магнитное поле, воздействующее на антенну приемного устройства, срабатывает механизм привода и всплытия буя.

Техническая характеристика всплывающего буя ВБ-1

Максимальная глубина погружения, м.....	40
Диапазон рабочих температур, °С.....	— 5... + 30
Максимальное время работы в дежурном режиме, сут.....	4
Частота сигнала вызова, Гц.....	2225
Полоса пропускания приемника буя на уровне 0,707, Гц....	25±5
Токопотребление в дежурном режиме, мА.....	8
Энергообеспечение.....	аккумуляторная батарея
Напряжение, В.....	12
Емкость, А·ч.....	1,5
Габаритные размеры, мм.....	475×295×220
Масса, кг.....	11,5

Техническая характеристика генератора

Номинальная частота выходного сигнала, Гц.....	2225
Пределы регулировки частоты, Гц.....	2175—2275
Выходная мощность, Вт.....	2
Потребляемая мощность, Вт.....	5
Питание, В:	
сеть переменного тока (частота 50 Гц), В.....	220
аккумуляторная батарея, В.....	12
Габаритные размеры, мм.....	279×132×280
Масса, кг.....	4,5

Буй ВБ-2 (рис. 30, а) представляет собой эластичную оболочку, которая уложена компактно и не обладает в таком виде плавучестью, что упрощает его установку.

В герметичном цилиндрическом корпусе 8 расположены приемник сигнала вызова 9 и аккумуляторная батарея 11. В отдельном герметичном отсеке находится газогенератор 12, который через штуцер с вмонтированным клапаном 13 связан с эластичной оболочкой 14, уложенной в торцовой части корпуса. В противоположной части его размещен барабан 6 с намотанным буйрепом 5. С этой же стороны к корпусу прикреплен поплавков 7, который придает конструкции небольшую плавучесть. Снаружи корпуса расположена антенна 10 для приема сигнала вызова и приварены две U-образные скобы 4, которые пропущены через рым 3, укрепленный на тросе 2. Корпус может поворачиваться вокруг

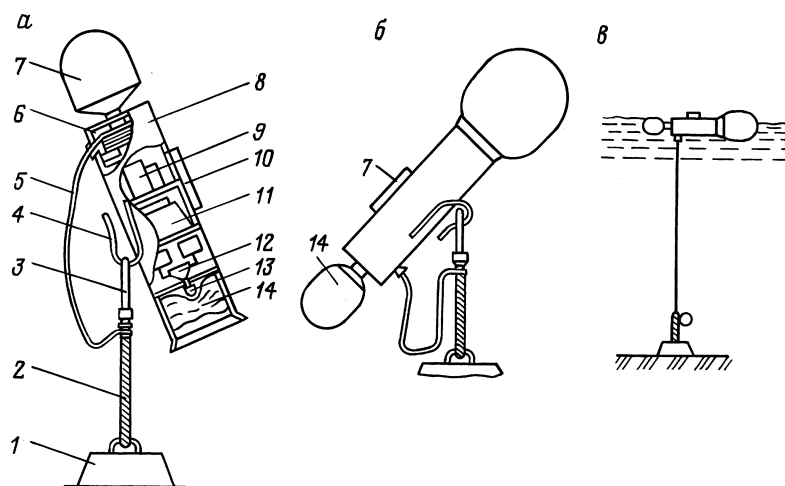


Рис. 30. Конструкция буя ВБ-2 с газогенератором:
a — конструкция буя; *б* — положение буя перед всплытием; *â* — положение всплывшего буя на поверхности

рыма, к которому крепится свободный конец буйрепа. Нижний конец троса соединен с донным якорем 1.

При установке буя корпус, имеющий положительную плавучесть и закрепленный за рым U-образными скобами, натягивает трос, который удерживает буй от всплытия. Поскольку корпус может поворачиваться вокруг рыма, а ось вращения находится вне корпуса, то возникающий вращающий момент заставляет корпус буя принять рабочее положение. После получения сигнала вызова газогенератор приводится в действие, а эластичная оболочка заполняется газом. Конструкция приобретает дополнительную плавучесть. Так как объем газа в эластичной оболочке превышает объем поплавка, корпус поворачивается и занимает положение, показанное на рис. 30, *б*. Скобы выходят из зацепления с рымом, и буй всплывает, разматывая буйреп. Положение буя после всплытия показано на рис. 30, *â*.

Применение всплывающих буйв ускоряет проведение аварийно-восстановительных работ.

При возникновении аварий кроме наземной проводят воздушную разведку с помощью летательных аппаратов. Использование летательных аппаратов с лазерной или радиолокационной аппаратурой на борту позволяет в короткий пе-

риод времени получить оперативную информацию о пространственно-временной структуре нефтяного загрязнения, составить карту, определить толщину нефтяной пленки, фракционный состав нефти на разных участках акватории, а также выработать стратегию сбора нефти.

В основе лазерных методов определения толщины нефтяной пленки и границы загрязнения лежит спектральный анализ флуоресценции нефти.

Менее точным и информативным, чем лазерный, является радиолокационный метод, который заключается в использовании и анализе амплитудных характеристик радиоволн, излучаемых радиолокатором и отраженных от поверхности воды. Достоинство радиолокационного метода перед лазерным заключается в возможности применения его в любую погоду, при отсутствии видимости и в ночное время.

В состав радиолокационного комплекса, устанавливаемого на борту летательных аппаратов, входят сканирующий СВЧ-генератор, радиометр (РМ-0,8) и ИК-сканер "Вулкан", которые позволяют производить обзор местности шириной до 12 км. Информация обрабатывается и отображается прибором, расположенным на борту летательного аппарата (для оперативного наблюдения) и регистрируется для наземной обработки в аналоговом (емкость памяти 1 байт) и цифровом виде (емкость памяти 200 Мбайт).

При разрывах стенки трубопроводов происходит залповый выброс нефти и опорожнение его на определенном участке за счет разницы высот на дне и берегу.

Свищи и малые трещины могут служить источником загрязнения водоемов в течение некоторого времени, до определения места утечек. При незначительных давлениях такие повреждения затягиваются слоем парафина и механических примесей, содержащихся в нефти. Утечка из щелевого отверстия возрастает быстрее, чем из круглого. Эта разница особенно заметна при малых отверстиях. Если площадь переменного сечения отверстия превышает 1 мм^2 , то его форма не влияет на величину утечки.

При определении выхода продукта из круглого отверстия обычно используют следующую формулу:

$$Q = \mu S \sqrt{2gH},$$

где S — площадь поперечного сечения круглого отверстия; H — напор; μ — коэффициент выхода продукта через отверстие,

$$\mu = 1 / (\xi + \lambda L / D),$$

где ξ — коэффициент местного гидравлического сопротивления при выходе продукта из щели; λ — коэффициент гидравлического сопротивления трения, зависящей от числа Рейнольдса Re_T и абсолютной шероховатости трубы Δ ; L , D — соответственно длина и диаметр трубопровода.

Коэффициент λ для всех режимов течения жидкости в трубопроводе определяют по обобщенной формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11(\Delta / D + 68 / Re_T)^{0,25}.$$

Для определения коэффициента местного гидравлического сопротивления ξ по графику находят коэффициент скорости φ для круглого отверстия диаметром d , а затем определяют $\xi = 1/\varphi^2 - 1$.

При вытекании нефти из щели, образованной при разрыве стенки трубопровода (рис. 31), вместо диаметра круглого отверстия необходимо ввести параметр, характеризующий

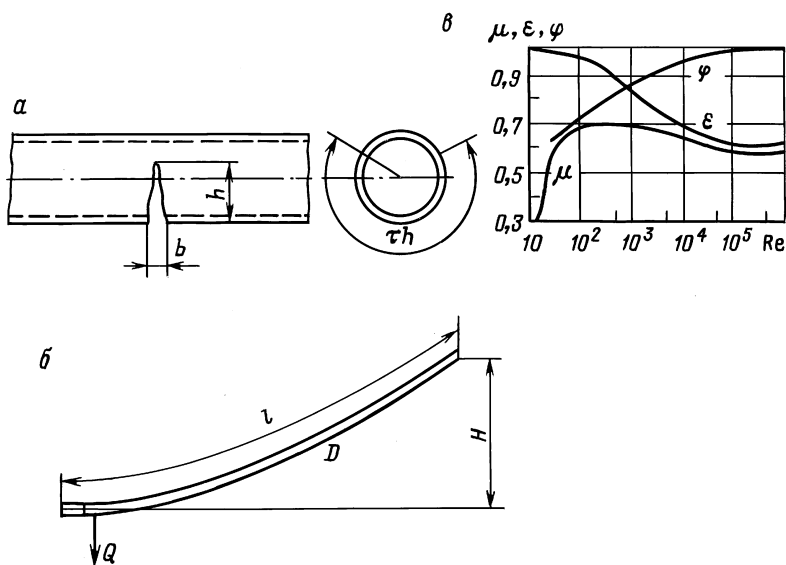


Рис. 31. Определение выхода нефти из повреждения (трещины) в трубопроводе:

a — характеристики "живого" сечения трещины в трубопроводе; *б* — расчетная схема участка напора; *в* — график для определения коэффициентов μ , ϵ , φ (по Альтшулю)

размер и форму "живого" сечения на выходе жидкости из трубопровода в месте разрыва. Для некруглых труб вместо диаметра вводится так называемый гидравлический (эквивалентный) радиус R , представляющий собой отношение площади "живого" сечения S к периметру смачивания χ . Если для круглой трубы $R = d/4$, то для щели $d = 4R_{\text{щ}} = 4S_{\chi}$. В этом случае коэффициент скорости φ можно определить по графику Альтшуля:

$$\varphi = f(\text{Re}_0) = (4 \text{Re}_t \sqrt{2gH}) / \nu,$$

где Re_t — число Рейнольдса для круглого отверстия; ν — кинематическая вязкость жидкости.

Истечение жидкости через щель будет происходить при переменном напоре, а его скорость при неустановившемся течении непрерывно уменьшается, поэтому для определения времени опорожнения всего трубопровода используют формулу $t = 2WQ$, где W — объем жидкости в трубопроводе длиной l , имеющем площадь поперечного сечения F ; Q — расход жидкости, определяемый по формуле для круглого отверстия; скорость жидкости в трубопроводе $v_{\text{ж}} = Q/F$.

Основная трудность при ликвидации нефти — локализация места утечки. Эффективность способов локализации загрязнения зависит от степени изученности особенностей распространения нефтяного пятна по поверхности воды. Особенно сложно прогнозировать распространение нефти по поверхности льда и под ним. Скорость распространения нефтяного пятна по поверхности льда меняется в зависимости от объема и температуры нефти, конфигурации льда, скорости ветра и течения воды, поглощения нефти поверхностным слоем льда. Установлено, что нефть, попавшая под лед, скапливается на его нижней поверхности. Если нижняя поверхность торосистая, то нефть, проникая по капиллярам в лед, впитывается в него, занимая небольшой участок. Так как лед обладает свойством удерживать нефть, возможным способом локализации подледной утечки является прорубание во льду майны и сжигание нефти напалмом.

7.4.4. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ СБОРА НЕФТИ

При незначительном вытекании нефти из повреждения применяют разные приспособления, локализирующие место утечки. Одно из них, состоящее из плавучего и якорного ко-

лец, показано на рис. 32. Плавающее пенопластовое кольцо диаметром 5 м армировано стальным стержнем и обшито брезентом; за счет собственной плавучести оно удерживается на поверхности воды. Якорное кольцо изготовляют из стальной трубы. Его заполняют водой и опускают на дно в месте утечки нефти. К обоим кольцам крепят гибкий экран из брезента или полиэтилена, который не позволяет выходящему из места повреждения продукту под воздействием течения уноситься потоком воды, а направляет его только к поверхности, где продукт откачивается насосом. После ликвидации повреждения в рукав, прикрепленный к якорному кольцу, подается воздух, вытесняющий воду, в результате чего нижнее кольцо всплывает на поверхность. При незначительном тече-

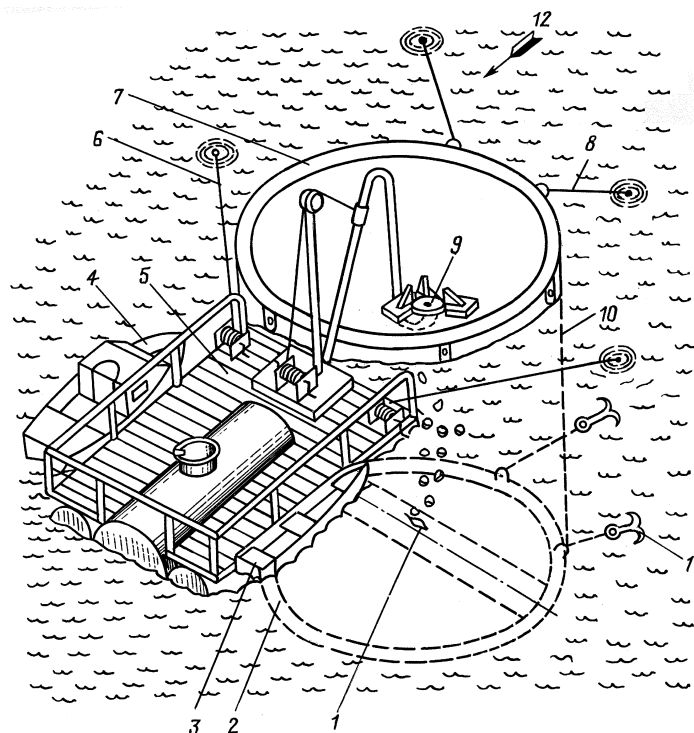


Рис. 32. Приспособление для сбора нефти при утечке ее в районе подводного перехода:

1 — место утечки нефти; 2, 7 — кольца соответственно якорное и плавающее; 3 — лодка; 4 — катер; 5 — нефтесборщик с краном-укопиной; 6 — оттяжка; 8 — якорь с оттяжкой; 9 — всасывающая воронка; 10 — гибкий защитный экран; 11 — донный якорь; 12 — течение

нии или его отсутствии можно устанавливать только плавучее кольцо, в котором концентрируется нефть.

При точно установленном месте выхода продукта и небольшом объеме его растекание можно локализовать с помощью приемной камеры, гибкого рукава и воронки. При способление на плавсредстве доставляется к месту повреждения трубопровода. Работы по восстановлению повреждения трубопровода ведут водолазы внутри ограждения. Для того чтобы гидрокостюмы водолазов не подвергались воздействию нефти, на поверхность воды насыпают вспученный гидрофобный перлит, который препятствует налипанию нефти на водолазные костюмы.

Водолазы устанавливают на поврежденный участок трубы приемную камеру и закрепляют ее. Продукт, собирающийся в воронке, которая плавает на поверхности, откачивают в специальный резервуар на плавсредстве или в береговой котлован насосом, вакуум-цистерной, наполнительным агрегатом ПНА-1 и др.

Если авария произошла на пойменном участке у небольшого ручья, для предотвращения попадания продукта в реку желательно сооружать земляные ограждения. С более высокого берега на низкий можно уложить трубу. Ручей, в который попала нефть, следует перегородить дамбой из грунта. На нем можно также устроить гидрозатвор.

Большую сложность представляет ликвидация нефтяных загрязнений в зимнее время.

Традиционная технология сбора нефти в этих условиях предусматривает следующие операции: на поверхности водоема в зоне разлива нефти обкалывают лед; в образовавшейся полынье устанавливают боновые заграждения из материалов, имеющих повышенную прочность (сталь, стеклопластик); в свободную ото льда зону вводят нефтесборщик с источником горячей воды или пара на борту; загрязненный нефтью лед собирают в приемную ванну нефтесборщика, откуда черпаком перебрасывают в мусорный контейнер, где отмывают теплой водой; вода с нефтью должна стекать в приемную ванну нефтесборщика. Удобно использовать щеточную технологию фирмы LORI (Финляндия).

Для разогрева и смыва вязкой нефти требуется пар, подаваемый с расходом 200–300 кг/ч на 1 т нефти.

Понятно, что эта работа сложна, энерго- и трудоемка. Поэтому сама природа подсказывает пути упрощения проблемы.

Для таяния льда в зоне загрязнения можно использовать тепло глубинных вод.

Термический режим водоемов в весенне-летний период характеризуется притоком тепла из атмосферы в воду и ложе водоема. Повышение температуры идет неравномерно по глубине и ограничивается определенным слоем, ниже которого температура грунта в течение года остается примерно постоянной. Также тепло аккумулируется ложем водоема. Объем аккумулируемого тепла зависит от теплопроводности и теплоемкости грунтов. Осенью, когда температура воздуха резко понижается, происходит охлаждение воды водоема и прилегающих к ней верхних слоев грунта. После переохлаждения воды в ее верхних слоях образуется ледяной покров, и теплоотдача в атмосферу резко сокращается. Температура воды в придонных слоях возрастает за счет теплоотдачи ложа водоема. Происходит непрерывный теплообмен. Интенсивность этого процесса зимой постепенно затухает, пока вновь не вскрыется водоем и не начнется новая фаза его нагревания.

Вследствие теплового потока от дна водоема к ледяному покрову существует постоянный перепад температур, который можно использовать для подъема более теплых глубинных вод к поверхности. Эти воды, отдавая тепло нижней поверхности льда, обеспечивают его постоянное таяние и могут привести к полному очищению ото льда. Следует учитывать соотношение между площадью майны, которую желательно поддерживать, и площадью той части водоема, которая будет вовлечена в теплообменный процесс. Поддерживать в незамерзающем состоянии весь водоем затруднительно, поскольку тепло, аккумулируемое ложем водоема, будет быстрее исчерпано вследствие теплоотдачи с открытой поверхности по сравнению с теплоотдачей при наличии ледяного покрова.

При разливе нефти в осенне-зимний период целесообразно использовать тепло глубинных вод для очистки льда от нефти.

Технически задача подъема теплой глубинной воды решается по двум схемам.

По первой схеме предусматривается засасывание теплых придонных слоев воды насосной установкой и выбрасывание их затем компактной струей вдоль поверхности водоема (рис. 33). Тепло, захваченное на уровне зева трубы, полностью передается в слои воды, прилегающие к поверхности. Массы воды, поступая к поверхности и отдавая тепло, одновременно меняют свою плотность.

По второй схеме в нижние слои воды подают сжатый воз-

дух, например, путем прокладки перфорированного трубопровода у дна водоема. Пузырьки воздуха, обладая подъемной силой, движутся к поверхности и увлекают за собой массу воды (рис. 34).

Конструкция пневматической установки довольно проста: перфорированный трубопровод из пластмассовых или резиновых труб укладывается на дно. Во избежание всплытия к трубам привязывают бетонные грузы.

Экспериментальные исследования, проведенные в Астраханском ЦКБ речного флота, по определению эффективности использования пневмоустановки на реке показали, что угол установки перфорированных труб относительно течения существенно не влияет на их работу, при этом ширина ог-

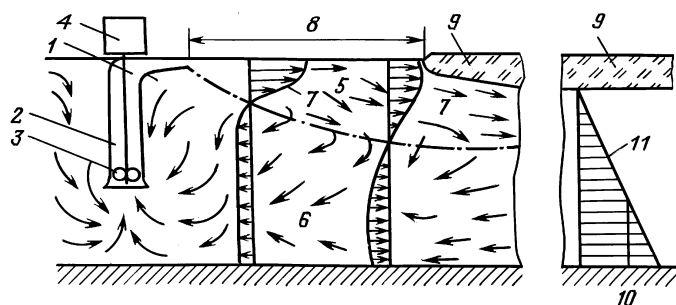


Рис. 33. Схема работы потокообразователя:

1 — сопло потокообразователя; 2 — корпус потокообразователя; 3 — винт насоса; 4 — электродвигатель; 5 — поверхностный поток; 6 — донный поток; 7 — эшпоры горизонтальных скоростей в сечениях; 8 — длина майны; 9 — ледяной покров; 10 — ложе водоема; 11 — естественный температурный разрез водоема

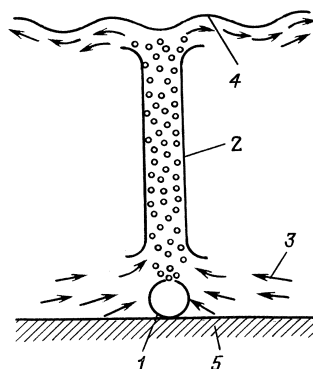


Рис. 34. Схема работы пневматической установки для образования полыньи и таяния битого льда:

1 — воздухопровод; 2 — труба; 3 — донный поток; 4 — поверхностный поток; 5 — ложе водоема

радительного валика при объемном расходе воздуха 0,03–0,82 м³/мин на 1 м трубы составляет 0,8–2,5 м. При глубине установки трубы 4 м и скорости течения до 0,6 м/с поток воздушных пузырей отклоняется от вертикали до 15°.

Диаметр отверстий сопел принимают равным 1,0–2,5 мм. Для облегчения выдавливания воды из трубопровода в момент запуска компрессора и уменьшения давления в системе отверстия следует располагать с нижней стороны трубопровода. Благодаря этому увеличивается также ширина водовоздушного потока и, следовательно, ширина майны (табл. 18).

Во избежание засорения сопел трубопровод следует размещать не ближе 0,5 м от дна. В этом случае его удерживают с помощью поплавков и донных пригрузов или якорей.

В полученную таким образом майну устанавливают плавучее заграждение и обеспечивают сбор нефти с открытой поверхности обычными методами.

Особую сложность вызывает сбор нефти подо льдом при очень низких температурах воздуха.

Поучительным уроком служит ликвидация аварии на подводном переходе ТОН-2 через р. Белая в 1995 г. Толщина льда у берегов доходила до 40 см. Вдоль фарватера лед имел линзообразную вогнутую поверхность и толщину до 5 см. Такая конфигурация ледяного покрова способствовала тому, что нефть распространялась не по всей ширине реки, а по сравнительно узкой полосе фарватера шириной 30–50 м. Анализ скорости распространения нефтяного пятна показал, что нефть задерживается подо льдом в неподвижном состоянии,

Т а б л и ц а 18

Зависимость размеров майны от температуры воды и расхода воздуха пневматической установки

Температура воды на уровне расположения воздухопровода, °С	Расход воздуха на 1 м воздухопровода, л/мин	Шаг между отверстиями сопел, м	Ширина, майны, м
		в зависимости от глубины погружения H , м	
4	1–3		
3	1,5–4	0,9 H	0,9 H
2	2,5–6	0,75 H	0,75 H
1	5–12	0,5 H	0,5 H
0,5	8–20	0,3 H	0,3 H

П р и м е ч а н и я:
1. Потери в системе приняты из расчета 0,12 м³/ч на 1 м подводного воздухопровода.
2. Давление воздуха при выходе в воду должно превышать давление столба воды на $(0,5–1,0) \cdot 10^5$ Па.

лед нефтью не смазывается, к нему нефть не пристаёт. Нижняя поверхность льда в линзах, имеющихся подо льдом, по мере вновь поступающих порций нефти образует своеобразный неподвижный монослой. Поэтому скорость распространения нефтяного пятна в основном зависит от интенсивности поступления нефти, а толщина пленки — от скорости течения реки, величины сил трения на границах лед — нефть, нефть — вода.

Было зафиксировано, что за первые сутки после аварии до закрытия береговых задвижек нефтяное пятно распространилось по течению на 2 км, а после закрытия — еще на 2,6 км.

В январе — феврале температура воздуха опускалась днем до $-32\text{ }^{\circ}\text{C}$, а ночью даже до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, и толщина льда удваивалась. Теплопроводность льда равна $2,3\text{ Вт/м}\cdot\text{К}$. Нефть обладает более низкой теплопроводностью и колеблется в пределах $0,008\text{—}0,16\text{ Вт/м}\cdot\text{К}$, поэтому даже при сильных морозах толщина льда на фарватере оставалась прежней (5 см), а ниже слоя нефти образовался второй слой льда толщиной около 1 мм. Таким образом нефть оказалась законсервированной. По данным лабораторных анализов концентрация нефти в воде стабилизировалась и не отличалась от фоновой выше створа перехода.

Толщина второго слоя льда также не увеличилась. При уборке замазученного льда нефть легко отделялась от верхнего слоя, оставаясь на воде. При этом нижний слой льда раскалывался на куски от малейшего сотрясения, превращаясь в шугу. Эта шуга мешала работе нефтесборщиков, но оказалась прекрасным материалом для снижения скорости течения на поверхности реки и удержания нефти перед боновым заграждением. Нефть со смесью ледяной шуги и снега приходилось подгонять лопатами к нефтесборщикам фирмы "Vikoma", а шугу — вылавливать сачками и собирать в специальные контейнеры. С января 1996 г. оставшаяся подо льдом нефть не вызвала дополнительного загрязнения воды, что контролировалось регулярным отбором проб.

Было принято решение о сжигании нефти. Для этого перпендикулярно оси стрежня течения разрабатывались майны шириной 50 см с интервалом 50 м от бонового заграждения. По мере накопления майны нефтью ее поджигали. Интенсивное горение продолжалось около 2 ч, после чего фронт пламени сужался по длине и ширине до самозатухания. За ночь майны замерзали, оставалась лунка диаметром около 50 см с пленкой нефти.

Последующие 2–3 дня делали лунки, расчищали их ото льда и снега и вновь сжигали накопившуюся нефть. Работа по выжиганию нефти продолжалась до середины марта.

Боновое заграждение сдерживало расширение загрязнения русла нефтью. Незначительное подныривание нефти под боновое заграждение наблюдалось только в те дни, когда по неблагоприятным метеоусловиям запрещалось выжигание нефти по санитарным условиям.

Для задержания нефти, прошедшей за зиму, было устроено боновое заграждение. Оставшаяся подо льдом нефть освобождалась путем раскалывания льда катерами БМК и направлялась к боновым заграждениям, закрепленным на берегу к анкеру, а в русле — тросом. Лед подавался катером к ковшу экскаватора, установленного на берегу, где его складировали до растаивания. Загрязнение от нефти составляло 10–12 л на 100 м³ льда.

На тиховодных участках (их было шесть) образовались заторы нефти из льда и шуги. В этих рубежах образовались компактные пятна нефти, которые поджигались. Сгорала примерно половина нефти, собравшейся в заторе. На последнем рубеже продукты горения в фракции мазута были собраны вакуум-установкой Poweraas 9L/9842-3 фирмы "Vikoma", установленной на катамаране, и утилизированы по технологии, предложенной межведомственной комиссией.

После завершения работ по устранению загрязнения был проведен контроль степени загрязнения воды на акватории реки длиной 460 км с участием представителей Башкирии и Татарстана. На шестикилометровом участке от места выхода нефти до последнего рубежа было проведено траление дна для подтверждения его чистоты с участием Башкирского территориального управления Госкомохранприроды.

Большие трудности при авариях на подводных переходах возникают при очистке берегов.

Ориентировочно на 1 км береговой полосы отлагается 1–2 т маловязкой нефти, 5–8 т нефти средней вязкости и 20–30 т высоковязкой и застывшей нефти.

При понижении уровня воды в реке разлитая на воде нефть может оказаться на берегу на значительном расстоянии от воды. В этом случае ее смыв к приемному устройству нефтесборщика не возможен. Если позволяют рельеф и прочность грунта, то применяют бульдозеры, скрепера, ковшовые экскаваторы, иногда со специальными навесными устройствами. Сгребая нефть, машины захватывают слой грунта.

Для вывоза загрязненного грунта используют автомобили повышенной и высокой проходимости. Следует помнить, что при углах наклона береговой полосы более 6° машины могут сползать по скользкой поверхности.

Если рельеф местности не позволяет использовать землеройные машины, сбор нефти на расстоянии до 50–60 м от места приема производят вакуум- или пневмотранспортными установками (рис. 35). Для того чтобы избежать пробок и закупорки приемной линии пневмотранспортера, в нее подают горячую воду (на $5–10^\circ\text{C}$ выше температуры застывания нефти), при этом количество воды, подаваемой в приемную линию, по объему должно быть равно количеству собираемой нефти.

Очистку укрепленного берега производят следующим образом. Устраивают плавающее заграждение на расстоянии 1–2 м от берега, а нефть, скопившуюся между камнями, посыпают сорбентом, вымывают струей воды в сторону заграждения и собирают с помощью переносных нефтесборных устройств.

С береговой растительности нефть смывают струей воды, подаваемой под давлением $0,6–0,8$ МПа. При низкой температуре воздуха используют воду, подогретую до $30–40^\circ\text{C}$. Загрязненную нефтью водную растительность скашивают с помощью специальных косилок, установленных на лодках, или вручную.

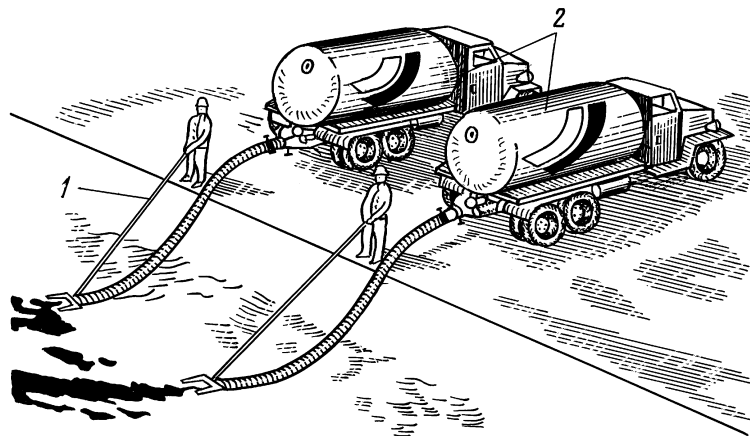


Рис. 35. Сбор нефти с помощью вакуумных автомобилей у мелкого берега:
1 – ручные приемные устройства для сбора нефти с поверхности; 2 – вакуумные автомобили

При устойчивом запахе нефти или нефтепродуктов измеряют концентрацию паров в воздухе переносными газоанализаторами марки УГ-2. Работа людей в зоне с концентрацией паров нефти в воздухе более 0,3 мг/л недопустима.

Тяжелая нефть с плотностью, близкой к 1,0 г/см, может затонуть.

На мелководье (0,5–0,6 м) при пологом дне затонувшую нефть можно собирать с помощью гусеничных транспортеров ГАЗ-71, оборудованных отвалом.

7.5. УЧЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Учения по ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах через водные преграды и их последствий проводятся в основном на предприятиях. Периодически проводятся региональные и всероссийские учения. Существуют два вида учений: штабные и полевые.

Штабные учения проводятся на основе планов ликвидации аварий, имеющихся на предприятиях. Планы ликвидации аварий позволяют наметить программу действий, организовать порядок оповещения участников, составить план сбора и расстановки техники, рассчитать необходимое число работников, привлекаемых к ликвидации аварии, произвести ориентировочные расчеты условных объемов выброса нефти и ожидаемого ущерба.

Оценка степени загрязнения поверхности земель, водных объектов и атмосферы на подводных переходах производится по "Методике по определению ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах" (утверждена Минтопэнерго РФ 1.02.1995 г.). На штабных учениях рассматривается ситуационный план и возможные варианты сценариев аварии в зависимости от характера погодных условий, направления ветра и т.д.

Учения желательно разбить на отдельные этапы, с тем чтобы каждая группа могла провести необходимые камеральные работы, которые могут встретиться на практике.

Целью штабных учений являются: апробация технологии локализации и ликвидации аварий на подводном переходе; испытание техники для сбора нефти с водной поверхности; отработка организационных, управленческих и технических приемов работ.

Задачами штабных учений являются: разработка сценария; апробация имитатора нефти с подсчетом его количества, ме-

ста подачи и технологии применения; определение гидро-морфологических и метеорологических характеристик (выбор скорости течения на поверхности водоема, направления и скорости ветра); оценка расчетных параметров растекания имитатора по водной поверхности; отработка вариантов и технологии установки боновых заграждений и проверка их эффективности; апробация технологии использования естественных русловых форм; отработка вариантов установки заграждений и сбора имитатора на берегу и среди водной растительности; выбор техники и технологии транспортировки и разделения эмульсии "имитатор нефти (или нефть) – вода"; расчет потребности сорбентов и биопрепаратов для ликвидации загрязнений; организация управления и расстановки средств связи; корректировка сценария учений; подготовка информационных материалов для участников полевых учений.

При проведении штабных учений можно рассмотреть возможность возникновения проблем, связанных с резким изменением уровня подъема воды на реке или режима изменения уровня воды на водохранилище. Это реальные задачи, которые возникают на практике.

Знание режимов изменения уровней, скоростей направлений течения на акватории, прилегающей к подводному переходу, требует принятия нестандартных решений.

Интересные наблюдения были проведены при подготовке к разработке плана учений в случае залпового выброса нефти из подводного нефтепровода на Кременчугском и Днепродзержинском водохранилищах. На данном подводном переходе две нитки нефтепровода проходят в одном техническом коридоре с газопроводом и продуктопроводом. Ширина водного зеркала колеблется в границах 1000 – 1300 м.

Решалась задача выбора мест размещения аварийных рубежей для размещения техсредств на случай возможной аварии. Предварительно была проведена рекогносцировка с вертолета для определения характерных особенностей рельефа местности, изучены возможные пути попадания нефти в водохранилище, выбраны и оценены существующие подъезды к береговым площадкам и транспортной сети в районе перехода. Рассматривались также пути доставки оборудования с помощью автотранспорта и плавсредств, уточнялись подъезды, рельеф берегов и затоков, характер растительности и грунтов. Обследования выполнялись по обоим берегам на протяжении приблизительно 20 км ниже по течению, так как рассматривался вариант возможной чрезвычайной ситуации.

Было установлено, что за 12 лет, минувших со времени последнего обновления топографической карты, на участке водохранилища произошли значительные изменения, касающиеся местонахождения и конфигурации островов, проток, рельефа берегов, характера растительности, дорожной сети.

Поэтому были проведены полевые исследования гидрологического режима на Днепродзержинском водохранилище. Установлено, что амплитуда колебаний уровня воды в нижнем бьефе Кременчугской ГЭС достигала 1,5–2 м.

В результате изучения колебаний уровня воды на участке подводного перехода были получены данные о характерных фазах смены уровня воды на участке перехода, определены значения поверхностной скорости для разных уровней воды на участке от ГЭС до перехода и ниже по течению.

Было установлено, что при сложной в плане акватории основное течение сосредотачивается в одном или нескольких потоках, которые соответствуют характеру и закономерностям, принадлежащим речным потокам. Такой закономерности, в частности, является то, что вблизи вогнутых берегов поверхностное течение направлено в сторону берега, а придонное — к противоположному выпуклому берегу. Как правило, вблизи вогнутых берегов глубины существенно больше, чем вблизи выположенных выпуклых. Эти закономерности в полной мере проявились на участке Днепродзержинского водохранилища. Вогнутость правого берега (вероятно унаследованная еще со времени природного положения Днепра) обусловила то, что глубины здесь составляют до 10 м. Анализ лоцманской карты свидетельствует о том, что судовой ход не отвечает полосе с наибольшими глубинами. Левобережная полоса несколько короче полосы, по которой проходит судовой ход, отклоняясь к правому берегу.

При подготовке плана учений решение об изучении ветрового режима было обусловлено тем, что ветер существенно воздействует на поверхностный слой воды. В научной литературе наиболее частым соотношением является следующее: поверхностное течение составляет 2–3 % от скорости ветра.

Эта составная часть воздействия на защитное боновое заграждение влияет на выбор его надводной и подводной частей. В разное время года были определены силы и направления ветра и выбраны пути установки заграждений.

Существование ГЭС влияет на плановое распределение течений. Основанием для этого служит неравномерная работа ГЭС. Было установлено, что в нижнем бьефе возможно формирование уклона уровня и, соответственно, направления

течения воды. Наибольшая скорость течения достигается в средней части русла, где, как правило, имеются и наибольшие глубины. Что касается затоков, особенно объединенных с основной акваторией узкими протоками, то в них колебания уровня происходят с существенной задержкой. При интенсивности подъема воды в основном русле на 0,1 м/ч и его задержке в защищенных затоках на 1 ч возможно существование перепадов между уровнями воды в 0,1 м. Формирование указанных перепадов содействует тому, что в протоках, которые соединяют затоки с основным руслом, наблюдаются довольно значительные скорости течения.

В начальной фазе сброса ГЭС подъем уровня в первую очередь наблюдается в средней части акватории; в затоках в это время наблюдается более низкий уровень. В этих случаях одновременно с основным направлением течения вдоль потока наблюдается отклонение течения в сторону берега. Совсем другая картина при остановке сбросов. При резком снижении уровня, который продвигается со значительной скоростью (она превышает 30 км/ч), уровни вблизи берегов становятся более высокими в сравнении с основной частью русла. При этом формируется направление течения от берега в сторону центральной части русла.

В этих условиях не только существенно уменьшается скорость продвижения нефтяной пленки (почти в 10 раз), но и происходит ее стягивание к центральной части акватории. Это важно знать для управления процессом сбора нефти на водохранилищах.

В отличие от штабных полевые учения проводятся непосредственно на подводном переходе. При этом производится: остановка и отключение поврежденного участка; оповещение всех служб согласно плану ликвидации аварии; разведка места аварии и ограждение этого места, берегов, дорог с установкой предупредительных знаков; доставка оборудования и людей к месту учения; расстановка основных и дублирующих табельных ограждений из местных материалов на воде и на берегах; пуск имитатора нефти; окончание ограждений береговой зоны в зависимости от гидрометеоусловий; установка нефтесборщиков, оборудования и ловушек на берегу для приема откачиваемого имитатора; сбор имитатора; демонстрация приборов контроля дефектов трубопровода, а также приспособлений и технических средств для ликвидации аварии; показ методов очистки поверхности воды, загрязненной растительности и грунта.

Выбор имитатора нефти должен быть предварительно со-

гласован с региональными органами по охране природы. Обычно он может быть нескольких видов: природным (торфяная крошка, размолотая кукурузная лузга, лузга подсолнечника и т.п.), полимерным (порошок, плавающий на поверхности и нерастворимый в воде (полиуретан и другие вещества)), жидким (например, подсолнечное масло (ГОСТ 1129—73), подкрашенное пищевым красителем голубого цвета (ГОСТ 6220—76)).

На основном этапе учений обычно присутствуют наблюдатели: из других акционерных обществ; из Минтопэнерго и Министерства по чрезвычайным ситуациям; из региональных органов Госгортехнадзора, мониторинга и охраны от загрязнения природной окружающей среды; из местной администрации, УВД, ГАИ, водной милиции, пожарной охраны, пароходства, водных путей, судоходной инспекции, экстренной медицинской помощи, санэпидемстанции.

Таким образом отрабатывается уровень взаимодействия аварийно-восстановительных служб владельца подводного перехода с местными органами МЧС и другими организациями.

Основой организации учений является реальный план ликвидации аварий на подводном переходе по составленному сценарию. В планах необходимо учитывать действия всех работников и материально-техническое обеспечение при различных вариантах аварийных ситуаций, обеспечивая, однако, и свободу действий при возникновении непредвиденных ситуаций.

Оперативная часть плана включает в себя продольный профиль участка перехода до перевальных точек, а также ситуационный план, места размещения задвижек, сбора нефти и нефтепродуктов, взрыво- и пожароопасные зоны. Составной частью плана являются мероприятия по охране окружающей среды, в том числе: действия рабочих и ИТР по локализации выхода нефти (нефтепродуктов) в водоем; схемы с указанием мест расположения аварийно-восстановительной техники и путей ее продвижения; схема оповещения и вызова аварийно-восстановительной службы; список оборудования, инструмента и материалов, требующихся для ликвидации аварии.

В плане мероприятий должны быть указаны лица, ответственные за сбор продуктов загрязнения, связь, освещение и сигнализацию, снабжение материально-техническими средствами и транспортом, организацию питания и т.д. В нем следует перечислить немедленные действия по ликвидации аварий, включающие сбор всех участников, обеспечение охран-

ных мероприятий, ограничение окружающей среды от загрязнений. Для ликвидации аварии необходимо организовать срочную доставку людей и техники к месту происшествия, обнаружение повреждения, установку приспособлений, препятствующих стоку нефти в водоем или локализирующих ее, удаление продуктов загрязнения на берегах и в водоеме, вытеснение нефти из трубопровода и замену ее водой, ликвидацию повреждения одним из ранее намеченных способов, испытание и антикоррозионную защиту трубопровода или места повреждения.

Аварийные бригады, обученные по специальной программе, должны иметь в своем распоряжении необходимые оборудование и снаряжение, которые надо доставлять к месту аварии автотранспортом или вертолетами.

Учениями руководит штаб. До проведения полевых учений необходимо на заседании штаба рассмотреть план, организацию и технологию ликвидации аварии, провести репетицию учений.

Руководитель проведения учений по ликвидации аварий и его заместитель должны знать технологию, последовательность и порядок проведения операций.

Одним из этапов полевых учений является проведение сравнительных испытаний технических данных оборудования для заграждений и нефтесборщиков. При этом должны быть выбраны критерии оценки. Например, боновые заграждения оцениваются следующими характеристиками: скорость течения, м/с; скорость ветра, при которой сохраняется их устойчивость, м/с; высота волн, в баллах и метрах; компактность укладки для транспортировки; масса, кг/м; длина секции, м; высота экрана, надводная и подводная, м.

В качестве критериев оценки заграждений принимают: максимальное усилие при перемещении и установке на течении; максимальное усилие для удержания в рабочем положении; подныривание нефти под заграждение; время развертывания и крепления на воде.

Для оценки нефтесборщиков принимают такие критерии: работа на течении и волнении, м/с и баллы; производительность, м³/ч; осадка, м; возможность подныривания нефти; масса, кг; возможность установки на мелководье; содержание нефти в собранной смеси; продолжительность сбора нефти, мин/м³; содержание растворенной и эмульгированной нефти, мг/л.

Инженерно-технические работники и рабочие аварийно-восстановительных пунктов акционерных обществ

АК "Транснефть" проходят курсы по повышению квалификации.

В Брянске на базе ОАО "Магистральные нефтепроводы "Дружба" организован учебно-производственный экологический центр – УПЭЦ, где работники нефтепроводных предприятий знакомятся с теоретическими основами нефтяного загрязнения и на практике осваивают современные технологии локализации и ликвидации разливов нефти на акваториях и на поверхности земли.

Обучение проводится по разработанным программам.

В г. Киеве также действует Межрегиональный учебный центр АО "Трест Подводтрубопровод", где совместно с Министерством чрезвычайных ситуаций Украины проходят обучение специалисты по ликвидации аварий на подводных переходах магистральных трубопроводов.

В состав программ подготовки специалистов входит изучение нормативных и методических документов по ликвидации аварий на подводных газо- и нефтепроводах, изучение отечественного и зарубежного оборудования по ликвидации аварий, технического оснащения для восстановления трубопровода газа и нефти при авариях, порядок выбора рубежей задержания нефти, организации учений, порядок формирования транспортных схем по доставке аварийного оборудования, изучения технических средств и материалов, применяемых аварийными службами, технологических карт по локализации нефтяных загрязнений в разное время года.

Обучение проводится по программам, согласованным с методическим центром Министерства образования и науки, Министерством по чрезвычайным ситуациям и Департаментом Госнадзорохрантруда Украины. В качестве примера приведена одна из программ по обучению специалистов.

ПРОГРАММА ОБУЧЕНИЯ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

РАЗДЕЛ: УПРАВЛЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Тема 1. Основные особенности и принципы управления безопасностью магистральных трубопроводов

Нормативные документы для выбора критериев оценки состояния магистрального трубопровода в эксплуатационный

период. Принципиальная схема системы управления безопасностью участка магистрального трубопровода на основе анализа риска.

Тема 2. Оценка состояния магистрального трубопровода по результатам полевого обследования его состояния

Сбор и обработка информации о состоянии объекта. Информация о материалах, сроки службы, история нагрузок, результаты диагностики и тому подобное. Информация о возможных катастрофических влияниях, природных и техногенных (экспертно). Перечень опасных мест и участков объекта.

Тема 3. Прогнозирование уровня техногенного риска объекта

Определение границы внутреннего давления, которое может привести к возникновению аварии от износа (исчерпание ресурса). Возможность возникновения катастрофического воздействия. Экспертная оценка опасных мест и участков трубопровода. Возможные последствия риска. Финансовая (инвестиционная) оценка риска.

Тема 4. Составление оперативной части плана ликвидации аварийной ситуации или аварии

Разработка схемы сценариев возникновения и развития аварии на различных уровнях выхода нефти и газа из трубопровода, загрязнения среды, загазованности окружающего воздуха, возможности возникновения пожара. Планирование работы поисково-спасательных формирований. Планирование защиты людей, жилья, объектов хозяйствования и природы от возможных аварий. Планирование медицинской защиты населения. Определение перечня и порядка привлечения организаций, технических и транспортных средств, способов гашения пожара, индивидуальной защиты, размещения потерпевших и эвакуированных людей. Разработка планов полевых учений по ликвидации аварий.

Тема 5. Проведение учений и тренировок по ликвидации возможных аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах

Изучение планов учений по ликвидации аварий. Особенно штабных и полевых учений. Распределение обязанностей между собственником объекта и привлеченными организациями — участниками учений. Оповещение об участии. Организация связи. Перечень технической документации по безопасной организации учений. Допуски к работе лиц, которые прошли и которые не прошли обучение, инструктаж и проверку знаний плана ликвидации аварийных ситуаций. Рассмотрение

тренирование и анализ результатов проведения учений и тренировок в полевых условиях.

Тема 6. Управление ликвидацией аварийных ситуаций

Организация управления при ликвидации аварий. Сообщение об участии в работе. Организация связи. Доставка средств и сил. Взаимодействие органов управления ликвидации аварий собственника с центральными и местными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления.

Инструктаж персонала посторонних организаций, которые принимают участие в период возникновения и ликвидации последствий аварий. Использование способов информации, которые могут понадобиться для выявления аварии и сообщения о ходе и ликвидации последствий аварии.

7.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

7.6.1. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Одной из задач обеспечения безопасности является определение объема нефти, вытекающей при разгерметизации магистрального нефтепровода или продуктопровода.

Такая задача может быть решена с помощью электронной системы "Сток", разработанной в АО "Трест Подводтрубопровод" (г. Киев).

В основу системы положены пространственная модель земной поверхности с учетом положения трубопровода, а также данные тахеометрической съемки, полученные в результате полевой диагностики трассы. При построении модели использована триангуляция Делоне, позволяющая построить поверхность в пространстве из треугольников, представляющих совокупность трехмерных граней и горизонталей различной степени сглаженности.

Пространственная модель земной поверхности в виде графического изображения выводится на экран персонального компьютера. Разработанная программа позволяет в любой точке трассы трубопровода обозначить место выхода разлившейся нефти, вероятные пути ее стока, место скопления и границы разлива на земной поверхности.

Такая модель удобна при подготовке персонала во время проведения штабных учений по ликвидации аварий, особенно для разработки оперативной части плана ликвидации последствий аварии, с учетом реального рельефа местности, опреде-

ления сосредоточения и расстановки аварийно-восстановительной техники и людских резервов.

Прогнозирование путей схода нефти из любой точки трассы нефтепровода в водоем зависит от особенностей рельефа местности.

Автоматизированная система "Сток" позволяет определять направление, длину вероятного движения, зону накопления нефти при вытекании из трубопровода.

Система предусматривает модульность рельефа — слияние в одно целое двух или нескольких рельефов с общими зонами и корректную стыковку горизонталей стыкуемых частей. Этого достигают, используя сеть треугольных граней (триангуляция Делоне), которые образуют своеобразную "чешую" на трехмерной поверхности рельефа и позволяют наглядно показать низкие места, по которым перемещается нефть, изливающаяся из места повреждения трубопровода.

Пространственная модель строится на основе данных тахеометрической съемки, получаемых в результате полевых изысканий вдоль трубопровода.

7.6.2. ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

При подготовке к учениям на больших реках иногда в лабораториях Государственного гидрологического института (г. Санкт-Петербург) по определенным правилам строят гидравлическую модель участка реки, на которой многовариантно и с любой степенью детальности проводят экспериментальные исследования природного объекта для определения характера взаимодействия нефти или ее имитатора с водной средой; гидрологической и метеорологической ситуации на участке движения нефти (имитатора); соответствия технических характеристик загрязняющих и улавливающих средств особенностям речного потока; поведения нефти (имитатора) на водной поверхности; прогноза времени движения и ширины загрязнения; схемы расстановки загрязждений и нефте-сборщиков.

Например, при подготовке к учениям предварительно была построена модель участка реки Иртыш, на которой заблаговременно, до начала учений, были воспроизведены наиболее вероятные гидрометеорологические ситуации и применительно к ним варианты локализации и ликвидации нефтяного загрязнения.

Экспериментам на модели предшествовали исследования поведения нефти и ее имитатора (подсолнечного масла) в

водной среде и на ее поверхности и подо льдом. В ходе исследования выяснилось: если на поверхность покоящейся чистой воды поместить бумажные поплавки, а затем с помощью капельного дозатора подать каплю нефти, то она, растекаясь, толкает перед собой поплавки, которые четко обозначают скорость и направление движения, границы распространения и форму образовавшегося пятна нефти. Вторая капля нефти, попадая в центр этого круга, вытесняет первую порцию, заставляя ее перестроиться в периферийное кольцо. Третья занимает снова центр круга, оттесняя предыдущую на периферию и превращая ее во второе кольцо. Одна капля подсолнечного масла, поданного на нефтяную пленку, активно и широко раздвигает ее к периферии. Если на пути распространяющихся порций нефти и масла оказываются борта водоема, то масло плотно поджимает нефть к ним. Это свойство подсолнечного масла можно использовать в качестве нетоксичного собирателя нефти.

Если первоначальная порция масла распространяется по акватории до ограничивающих ее бортов, то поданные затем капли масла или нефти уже не растекаются тонким слоем, а остаются в виде компактных пятен. Можно предположить, что характер распространяющейся нефти по поверхности речной воды зависит от степени ее загрязнения.

Если нефть подается на поверхность текущей воды дозатором непрерывного действия, то, растекаясь по ней, она принимает форму параболы. Внутренняя площадь этой параболы заполнена растекшейся нефтью, но нефть не видна из-за слишком тонкого ее слоя.

Чтобы сделать видимым на модели распространение центрального ядра нефтяного загрязнения, его имитируют алюминиевой пудрой. При этом периферийные части пятна загрязнения не воспроизводятся; таким образом, на модели воспроизводится та часть нефтяного загрязнения, которая была видимой на учениях на настоящей реке.

Под действием различных естественных факторов первоначально правильная форма шлейфа принимает все более сложные очертания, а само нефтяное загрязнение с учетом невидимой периферийной зоны распространяется по всей ширине реки, при этом центральное ядро нефтяного шлейфа может быть смещено ветровым потоком к наветренному берегу и далее снесено в застойные зоны потока или во второстепенные протоки реки. Модель может в деталях воспроизвести интересующую исследователей модельную ситуацию.

Чтобы организовать наиболее эффективным образом сбор и локализацию нефти, необходимо знать кинематику движения воды в поверхностном слое внутри боновых заграждений. По характеру этого движения боновые заграждения можно разделить на два принципиально различных вида: непроточные и проточные.

В непроточном заграждении две плети бонов образуют замкнутый контур. Сразу после установки такого заграждения линия выклинивания подпора внутри него перемещается от вершины вверх по течению реки к входному створу. Эта линия разделяет участки акватории с практически горизонтальной поверхностью воды и с наличием уклона водной поверхности.

Бумажные поплавки быстро подходят к линии подпора и здесь приостанавливают свое движение. Задерживаемая боной вода, не имея выхода, образует циркуляции различной конфигурации между вершиной загрязнения и линией выклинивания подпора.

Боновое заграждение будет проточным тогда, когда нижнее по течению концы плетей разведены на большие расстояния и подпор внутри заграждения отсутствует. Поплавки концентрируются вдоль плетей бонов и стекают с нижних концов двумя отдельными струями. В этом случае достигается большая скорость подхода нефти за счет энергии потока к выходному отверстию и одновременно максимально возможная концентрация ее на ограниченном пространстве.

Метод сбора нефти с хода при помощи нефтесборной системы, состоящей из проточного бонового заграждения и нефтесборщика, осуществлен на модели реки Иртыш. Боновое заграждение установлено в том же месте, что и в натуре на учениях Омск — 95. Сначала нефтеприемник приподнят над поверхностью воды. Поплавки по главным траекториям направляются к выходному отверстию заграждения и свободно выходят из него единой струей.

Затем работающий нефтеприемник опускают таким образом, что его нижняя острая кромка заглубляется на 1–2 мм ниже поверхности воды. Поплавки продолжают двигаться в том же темпе к нефтеприемнику и засасываются им по мере подхода.

В лаборатории могут быть достаточно глубоко исследованы и другие специфические случаи загрязнения в результате нарушения целостности трубопровода.

Простой эксперимент наглядно демонстрирует движение нефти в пустотах руслового аллювия, ее всплывание в толще

речного потока и последующее распространение по поверхности. Визуализация мелкими бумажными поплавками придаст достаточную наглядность процессу распространения по ней нефтяных пятен.

Движение нефти в зимних условиях можно изучать при воспроизведении в лабораторной реке соответствующей температуры воды и натурального ледяного покрова. В первом приближении лед может быть заменен стеклом. И даже в таком варианте эксперимент дает много полезной информации. Например, выясняется, что только при определенной ширине организованная во льду поперечная прорезь способна уловить поступающую с вышележащих участков реки нефть. Для того чтобы собирающаяся в прорези нефть подавалась поверхностным потоком в нужном направлении, прорезь должна быть устроена под определенным углом к направлению речного потока. В конце такой прорези может быть установлен высокопроизводительный нефтесборщик, перекачивающий нефть на берег.

Эти и другие принципиальные вопросы рассматриваемой проблемы должны решаться с учетом гидрологических и погодных условий участков рек, пересекаемых трубопроводами.

Изучение этих участков на моделях позволит существенно уменьшить процент аварийности, а в случаях аварийных разливов быстро и качественно устранить их последствия.

Глава 8

ОСОБЕННОСТИ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА ПРИ РАБОТЕ НА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДАХ

В процессе аварийно-восстановительных работ на подводных переходах всегда принимают участие водолазы. Они определяют место и характер повреждений изоляции, металла трубы, производят расчистку трубопровода от грунта, щебня, топляков, осуществляют подводную сварку и склеивание, восстановление изоляции, работают со специальными приборами, ведут подводную видеосъемку и другие работы. От квалификации водолазов зависят скорость и качество подводно-технических работ.

На труд водолазов влияют факторы внешней среды: система жизнеобеспечения, кондиционирования воздуха, регулирования микроклимата в водолазном гидрокостюме, в подводном кессоне и других используемых технических средствах для облегчения труда. Для водолазов нормами охраны труда предусмотрены специальные режимы труда и отдыха, профессионального отбора, обеспечения систематического контроля за состоянием здоровья и массоэнергетических потребностей.

Большинство подводных переходов пересекают водоемы и водотоки с глубинами до 15 м. Поэтому такие факторы, как азотный наркоз, накопление оксида (оксида углерода), особого влияния на работоспособность водолазов не оказывают.

Отдельные факторы (страх, невесомость, отсутствие видимости и другие) могут быть преодолены с помощью регулярных тренировочных спусков, а также в результате накопления опыта работы.

При проведении работ подо льдом, в условиях холода и повышенного давления, может развиваться прогрессирующая бессимптомная гипотермия, которая может привести к серьезным заболеваниям, прежде всего из-за неощутимой потери тепла с выдыхаемым воздухом. Субъективный тепловой дис-

комфорт связан с глубоким понижением температуры тела (температуры "ядра") при большой теплоотдаче с выдыхаемым воздухом.

Это может случиться во время ликвидации чрезвычайной ситуации или при авариях, когда оценка состояния комфорта самим водолазом не всегда соответствует физиологическим температурным изменениям, происходящим в его организме.

Разрешить эту проблему можно с помощью подогрева поступающего воздуха или смеси газов, особенно на больших глубинах. Внезапное отключение обогрева дыхательных смесей приводит к резкому охлаждению органов грудной клетки (сердца и легких), т.е. к гипотермии.

Основной принцип теплозащиты состоит в том, что она должна обеспечивать водолазу тепловой комфорт и температуру "ядра" в пределах 37–37,5 °С (колебания зависят от индивидуальных особенностей организма и от времени суток).

Тяжелая физическая нагрузка приводит к повышению температуры "ядра". Поэтому теплозащита, удовлетворительная в состоянии покоя и способная обеспечить комфортную температуру тела при погружении в холодную воду, во время интенсивной работы, например, при установке ремонтного бандажа на аварийный трубопровод, может привести к перегреванию водолаза.

Для обогрева водолаза лучше применять источники тепла, установленные на системах замкнутого цикла. Они могут обеспечиваться с поверхности или быть полностью автономными.

Когда ликвидация аварии трубопровода производится с помощью подводной сварки в кессоне, а для получения качественного шва трубу предварительно нагревают до высоких температур, водолаз-сварщик подвергается двойному воздействию: с одной стороны — высокой температуры газов сварочной дуги, с другой стороны — высокой радиационной температуры, выделяемой трубой. Работа в жаркой, влажной среде кессона, обильное потоотделение, наклоны тела могут вызвать обморочное состояние. Чтобы этого не случилось, нужно обеспечить активное охлаждение работающего, запас воды для питья. Он должен пить больше, чем ему хочется.

При температуре среды 38 °С и продолжительности сварочных работ более двух часов следует чередовать режим труда и отдыха, предусмотренный "Едиными правилами бе-

зопасности труда на водолазных работах", через равные временные промежутки. Температуру среды в кессоне следует замерять в черном шаре, установленном на расстоянии 1 м от нагреваемой трубы.

Трудовые операции в подводных условиях имеют замедленный темп движений, манипуляции с инструментами производятся плавно, неторопливо. Безопорная среда затрудняет выполнение работ, связанных со статическими усилиями. Отмечаются разнонаправленные движения рук и тела водолаза. Соприкасающиеся с грунтом гидромониторы и вращающиеся инструменты, а также движения водолаза и выдыхаемый воздух приводят к сильному замутнению воды, которое ослабляет освещенность и видимость на рабочем месте, ухудшает ориентирование под водой. Поза водолаза в покое становится неустойчивой, склонной к "переворачиванию". Стесняют движения водолаза гидрокостюм, грузы, водолазные ботинки.

По сравнению с наземными работами под водой созданы непривычные приемы труда, учитывающие влияние волнения, течения и другие факторы, которые сопровождаются дополнительными мышечными усилиями, учащенным дыханием (в 2–3 раза чаще, чем на поверхности) и большими энергозатратами уже через 30 мин работы.

Для того чтобы обеспечить качественную и квалифицированную работу водолазов при аварийно-восстановительных работах, необходимо проводить их постоянную учебу, переподготовку, тренировки и медицинский контроль.

Производительность труда при ликвидации аварийных ситуаций и дефектных участков на подводных переходах зависит от оснащенности подводной техникой. Разумно организовать работу водолаза с необходимыми приборами поиска, контроля технического состояния специализированными инструментами и современными механизмами — это значит быстро отреагировать на изменяющуюся обстановку на подводном переходе, действовать безопасно и эффективно в условиях гидростатического давления.

Оборудование и инструменты для подводно-технических работ, применяемые для ликвидации аварий трубопроводов, должны отвечать определенным требованиям и стандартам. Простой инструмент — торцевой ключ для затяжки патрона, в котором крепится сверло, — идеальный инструмент в наземных условиях, — становится бесполезным под водой. Закрепить сверло водолазу, облаченному в скафандр и неудобные рукавицы, непросто. Поэтому к торцевому ключу прива-

ривают стержень длиной до 30 см, который водолазу легче держать в руках. Пример может показаться пустяковым, однако в ходе аварийных работ, оцениваемых в кругленькую сумму в час, это перерастает в серьезную проблему.

Инструменты для людей, одетых под водой в тяжелое водолазное снаряжение массой до 90 кг и потерявших от холода способность осязания, должны разрабатываться с учетом особенностей работы в невесомости.

Производительность и безопасность водолаза прямо пропорциональны степени пригодности инструмента. Но об этом нужно писать другую книгу.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов. — М.: Недра, 1981. — 160 с.
2. Босняцкий Г.П., Грищенко А.И., Седых А.Д. Проблемы экологического мониторинга в газовой промышленности. — М.: Ника-5, 1993. — 80 с.
3. Боровский А.И., Гришин В.Г., Черкасов Н.Д. Защита внутренних водных путей от загрязнения. — М.: Транспорт, 1981. — 128 с.
4. Веселовский Р.А., Значков Ю.К., Забела К.А. Ремонт нефтепроводов с помощью клеев. — М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
5. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Юфин В.А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. — М.: Недра, 1978. — 199 с.
6. Забела К.А. Ремонт подводных нефтепроводов в зимнее время. — М.: ВНИИОЭНГ, 1982. — 53 с.
7. Денис Р.М. Оценка допустимости коррозионных дефектов//ТТН. — 1997. — № 4. — С. 28—34.
8. Васин Е.С. Оценка технического состояния магистральных нефтепроводов по результатам диагностического контроля//ТТН. — 1996. — № 4. — С. 26.
9. Иванцов О.М. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов России//ТТН. — 1997. — № 10. — С. 26.
10. Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов. РД 39.30-1060—84 Миннефтегазпром.
11. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. РД 39-110—91 Миннефтепром.
12. Ким Д.Х. Оценка состояния опасного производственного объекта//ТТН. — 1998. — № 11. — С. 22—25.
13. Ким Д.Х., Кононов С.В., Скибо В. и др. Оценка надежности подводных переходов магистральных нефтепроводов//ТТН. — 1997. — № 12. — С. 15—19.
14. Курнос В.И., Сабитов В.Я., Сабиров У.Н. Особенности ликвидации аварий на подводных переходах в зимних условиях//ТТН. — 1999. — № 4. — С. 12—17.
15. Лышенко Л.З., Бисярина О.М. Технические средства ремонта подводных нефтепроводов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 45 с.
16. Лебедич С.П. Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на нефтепроводном транспорте//ТТН. — 1998. — № 7. — С. 14—18.
17. Лебедич С.П., Хузин Р.А., Исмаилов А.Х., Веснин Н.М., Алексейчук К.В. Региональные учения по ликвидации аварий//ТТН. — 2000. — № 2. — С. 25—29.
18. Лусин Ю.В., Галкин В.А., Сергеев Д.О., Явелов А.В. Вопросы организации экологического обследования магистральных нефтепроводов//ТТН. — 1996. — № 2. — С. 9—10.
19. Методика расчета предельно допустимых давлений в подводных переходах эксплуатируемых нефтепроводов. РД 39-30-1090—84 Миннефтепром.
20. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. РД 39-30-114—78. Миннефтегазпром.
21. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1986. — 244 с.

22. Тарабрин Г.Г., Хохлов Н.Ф., Угодчиков Н.А. Исследования эксплуатационной надежности различных типов ремонтных конструкций, изготовленных под водой//ТТН. — 1994. — № 6. — С. 18–21.
23. Улиг Г. Коррозия металлов (основы теории и практики). — М.: Металлургия, 1968. — 308 с.
24. Черняев В.Д., Забела К.А. Ликвидация аварий на подводных трубопроводах//ТТН. — 1995. — №№ 2, 3, 5, 6.
25. Черняев В.Д., Забела К.А., Москвич В.М. Оптимизация затрат на информационное обеспечение ТОР подводных переходов магистральных нефтепроводов//ТТН. — 1997. — № 10. — С. 4.
26. Чепурский В.Н., Забела К.А., Москвич В.М. Система диагностики и прогнозирования состояния подводных нефтепроводов в АО "Сибнефтепровод"//ТТН. — 1996. — № 2. — С. 13–18.
27. Черняев К.В. Оценка прочности и остаточного ресурса магистрального нефтепровода с дефектами, обнаруженными внутритручными инспекционными снарядами//ТТН. — 1995. — № 2. — С. 8.
28. Табель технического оснащения нефтепроводных предприятий АК "Транснефть" для восстановления и ликвидации аварий на подводных переходах трубопроводов. РД153.39.4-143–99.
29. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.* — ANSI/ASME B 13G-1984, The American Society of Mechanical Engineers.
30. Kane R.D., Caard M.S. Corrosion induced damage raises serious implications//Pipeline and Gas J. 1997. — VI-Vol. 224. — № 6. — P. 64–67, 69.
31. Aynbinder A., Powers I., Tabakman Y., Dalton P. FSU pipeline desing code compared to US codes//Oil & Gas J. — 1995, Mar. 7. — P. 67–71.
32. *Inspection: the key to a reliable future* — Part 1. D. Jones//Pipes and Pipelines Internat. — 1997. — III–IV Vol. 41. — № 2. — P. 32–43; № 3. — P. 22–26.
33. Gray D. Pipelines look for coating answers//Oil & Gas J. — 1975. — № 50. — P. 73, 79–82.