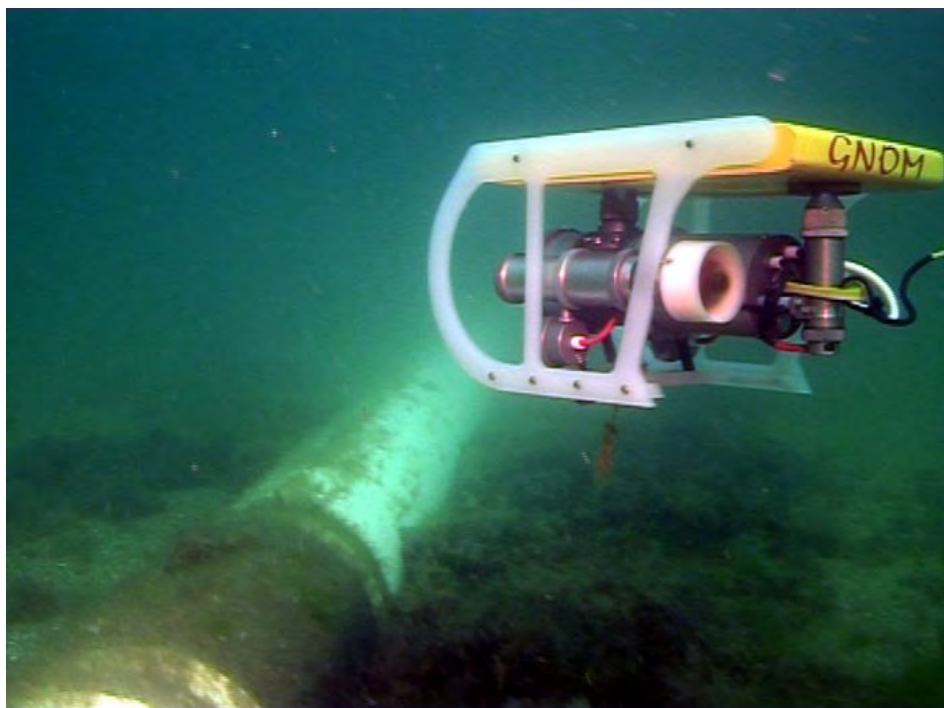


Министерство образования и науки Российской Федерации
Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет

И. А. Томарева

**КОНСТРУКТИВНЫЕ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**

Учебное пособие



Волгоград. ВолгГАСУ. 2014



© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Волгоградский государственный
архитектурно-строительный университет», 2014

УДК 621.644.07(204.1)(075.8)
ББК 39.71я73
Т56

Р е ц е н з е н т ы:

О. В. Бурлаченко, заведующий кафедрой технологии
строительного производства ВолгГАСУ,
доктор технических наук, профессор;
Ю. П. Сердобинцев, заведующий кафедрой автоматизации
производственных процессов ВолгГТУ,
доктор технических наук, профессор

*Утверждено редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Томарева, И. А.

Т56

Конструктивные и технологические особенности строительства подводных трубопроводов [Электронный ресурс] : учебное пособие / И. А. Томарева; М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. — Электронные текстовые и графические данные (16 Мбайт). — Волгоград : ВолгГАСУ, 2014. — Учебное электронное издание сетевого распространения. — Систем. требования: PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; Adobe Reader 6.0; Internet Explorer 6.0 — Официальный сайт Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Режим доступа: <http://www.vgasu.ru/publishing/on-line/> — Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-5-98276-671-7

Содержатся теоретические сведения по дисциплине «Подводные трубопроводы». Для студентов направления «Технологические машины и оборудование» всех форм обучения.

Для удобства работы с изданием рекомендуется пользоваться функцией Bookmarks (Закладки) в боковом меню программы Adobe Reader.

Имеется печатный аналог (Томарева, И. А. Конструктивные и технологические особенности строительства подводных трубопроводов: учебное пособие / И. А. Томарева ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. — Волгоград : ВолгГАСУ, 2014. — 113, [3] с.)

УДК 621.644.07(204.1)(075.8)
ББК 39.71я73

ISBN 978-5-98276-671-7



© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет», 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1. Общие сведения о подводных трубопроводах.....	9
2. Конструктивные особенности подводных трубопроводов.....	11
2.1. Конструктивные схемы размещения подводных трубопроводов...	11
2.1.1. Заглубленная схема.....	12
2.1.2. Незаглубленная схема.....	13
2.1.3. Подвешенный трубопровод.....	14
2.2. Конструкции, применяемые для подводных газонефтепроводов...	15
2.2.1. Однотрубная конструкция.....	15
2.2.2. Трубопровод в защитном кожухе.....	16
2.2.3. «Труба в трубе».....	16
2.2.4. «Труба в трубе» с цементно-песчаным заполнением.....	17
2.2.5. Многофункциональный трубопровод.....	18
3. Технология укладки подводных трубопроводов.....	20
3.1. Технология прокладки подводных трубопроводов способом протаскивания.....	20
3.1.1. Технологические схемы протаскивания трубопроводов.....	21
Схема 1. Протаскивание трубопровода полной длины.....	21
Схема 2. Протаскивание трубопровода с изменением направления тягового троса.....	23
Схема 3. Протаскивание трубопровода последовательным наращиванием.....	24
Схема 4. Протаскивание трубопровода с заливкой внутрь него воды	24
Схема 5. Протаскивание трубопровода с перестановкой тяговой лебедки на берегу.....	25
Схема 6. Протаскивание трубопровода с помощью дополнительной лебедки.....	26
Схема 7. Протаскивание трубопровода с перепусканием тягового троса и подтягиванием второй линии.....	26
Схема 8. Протаскивание трубопровода с перепасовкой троса над поверхностью воды.....	26
Схема 9. Протаскивание трубопровода с помощью двух лебедок, установленных на барже.....	27
Схема 10. Протаскивание морских трубопроводов на глубине.....	28
Схема 11. Протаскивание морских трубопроводов на глубине перемещением по дну.....	30
3.1.2. Конструкции спусковых дорожек и механизмы для протаскивания трубопроводов.....	31
3.2. Технология прокладки подводных трубопроводов с поверхности воды.....	37
3.2.1. Укладка трубопроводов, обладающих положительной плавучестью.....	38

3.2.2. Технологические схемы укладки подводных трубопроводов с поверхности воды без использования трубоукладочных судов и барж	39
Схема 1. Укладка плавающего трубопровода с помощью заливки внутрь воды.....	39
Схема 2. Укладка трубопровода с поверхности воды с использованием понтонов.....	40
Схема 3. Укладка трубопровода с использованием продольного натяжения.....	41
3.2.3. Технологические схемы укладки подводных трубопроводов с использованием трубоукладочных судов и барж.....	42
Схема 1. Укладка трубопровода с помощью судна, оборудованного барабаном, на который намотан участок трубопровода.....	44
Схема 2. Укладка трубопровода с помощью специализированных судов.....	45
Схема 3. Укладка трубопровода с использованием длинномерных плетей.....	48
Схема 4. Укладка трубопровода конструкции «труба в трубе».....	50
3.3. Технология прокладки подводных трубопроводов методом горизонтально направленного бурения.....	53
4. Выбор оптимальных трасс подводных трубопроводов.....	57
5. Технология монтажных работ при строительстве подводных трубопроводов.....	60
5.1. Сварочно-монтажные работы.....	60
5.2. Защита подводных трубопроводов от коррозии.....	63
5.2.1. Антикоррозийные покрытия трубопроводов трассового нанесения.....	64
Типы покрытий.....	64
Битумно-мастичные покрытия.....	64
Полимерные ленточные покрытия.....	65
Комбинированные мастично-ленточные покрытия.....	67
Технология нанесения покрытий.....	68
5.2.2. Антикоррозийные покрытия трубопроводов заводского нанесения.....	69
Типы покрытий.....	70
Полиэтиленовое покрытие.....	70
Полипропиленовое покрытие.....	72
Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.....	73
Технология нанесения покрытий.....	74
5.3. Балластировка подводного трубопровода.....	77
5.3.1. Балластировка с помощью утяжеляющих грузов.....	78
5.3.2. Балластировка с помощью обетонирования.....	81
5.3.3. Балластировка с использованием полимерно-контейнерных балластировочных устройств.....	85
5.3.4. Расчет пригруза подводных трубопроводов.....	87

6. Основные требования к безопасности подводных трубопроводов. Анализ причин аварий на морских трубопроводах.....	89
7. Диагностирование и прогнозирование технического состояния подводных трубопроводов.....	93
7.1. Методы диагностики, основанные на контроле параметров.....	96
7.2. Методы электромагнитного контроля.....	96
7.2.1. Очистные скребки типа СКР1 и СКР1-1.....	98
7.2.2. Профилемер «Калипер».....	99
7.2.3. Магнитный дефектоскоп.....	100
7.3. Метод оценки надежности на основе вероятностно-статистических методов.....	101
8. Организация ремонта подводных трубопроводов.....	103
8.1. Планово-предупредительный и текущий ремонты.....	103
8.2. Аварийно-восстановительный ремонт.....	104
8.3. Капитальный ремонт.....	104
9. Техника безопасности труда и экологическая безопасность при строительстве подводных трубопроводов.....	106
9.1. Техника безопасности труда при строительстве и эксплуатации трубопроводов.....	106
9.2. Обеспечение экологической безопасности при строительстве и эксплуатации трубопроводов.....	111
Заключение.....	114
Список рекомендуемой литературы.....	115

ВВЕДЕНИЕ

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обострение мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более широкого освоения морских нефтегазовых ресурсов морского дна, в недрах которого сосредоточено почти в три раза больше нефти и газа, чем на суше.

Около 22 % площади Мирового океана (примерно 80,6 млн км²) занимает водная окраина материков, состоящая из трех зон: шельфа, материкового склона и подножья. Из общей площади дна морей и океанов перспективны на нефть и газ около 75 млн км² (примерно 21 %), в том числе на шельфе — 19,3 млн км², на материковом склоне — 20,4 млн км² и в пределах материкового подножья — 35 млн км². Наиболее доступной является шельфовая зона.

Освоение морских месторождений началось в 1824 г., когда на шельфе Апшеронского полуострова в районе Баку в 25...30 м от берега стали сооружать изолированные отводы (нефтяные колодцы) и вычерпывать нефть из неглубоко залегающих горизонтов. Нефтегазовые месторождения в прибрежной зоне Каспийского моря начали осваиваться более 100 лет назад. С 1891 г. в США стали продаваться участки моря, на дне которых были обнаружены запасы углеводородного сырья. В эти же годы на Калифорнийском побережье началось бурение наклонных скважин, достигающих залежей нефти на расстоянии 200 м от берега. В 1936 г. на шельфе Каспийского моря, а с 1947 г. — на шельфе Мексиканского залива стали устанавливать буровые платформы на свайном основании.

В настоящее время перед Россией стоит задача промышленного освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе. Она располагает 22 % площади шельфа Мирового океана, 80...90 % из

которого считаются перспективными для добычи углеводородов. Около 85 % запасов топливно-энергетических ресурсов приходится на шельф арктических морей, 12 %, а по некоторым данным — 14 %, приходится на шельф дальневосточных морей, остальное — на шельфы Каспийского, Азовского и Балтийского морей.

В последние годы в акватории Западной Арктики открыто 10 месторождений нефти и газа и 2 газоконденсатных, среди которых 4 гигантских по запасам: Штокмановское — газоконденсатное; Ленинградское, Русановское — газовые; Приразломное — нефтяное.

При эксплуатации морского месторождения одним из основных вопросов является выбор способа транспортировки добываемой продукции. Сегодня углеводороды транспортируют либо танкерами, либо по трубопроводам. Эффективность транспортирования нефти и газа по подводным трубопроводам, по сравнению с используемыми для этих целей танкерами, достигается за счет:

- отсутствия влияния погодных условий;
- возможности дистанционного управления;
- малой вероятности загрязнения окружающей среды;
- возможности непрерывного транспортирования нефти и газа;
- использования трубопроводов для хранения перекачиваемой продукции скважин.

Освоение морских месторождений требует сооружения разветвленной трубопроводной сети, включая системы нефтегазосбора, обратной закачки жидкостей в нефтегазоносные пласты, транспортировки сырья от месторождения к береговым сооружениям в сложных гидрометеорологических условиях. По каждому району строительства необходимо вести дифференцированную оценку условий строительства, тщательно подбирать технологии и технические средства прокладки трубопровода, предусматривать возможные критические условия эксплуатации объекта.

Специфические особенности проектирования и сооружения трубопроводов связаны с их назначением, географическим местоположением района укладки, береговыми условиями и характеристикой морского дна, силой морских течений, режима судоходства и т. п. Исходя из этих условий выбираются диаметр, толщина стенки трубопровода и сорт стали, используемой при изготовлении труб. С учетом того, что все нефтегазоносные морские месторождения находятся в замерзающих морях, необходимо формирование нового направления в проектировании и строительстве трубопроводов.

В настоящее время существует целый ряд актуальных вопросов проектирования трубопроводов, требующих своего решения. Это, прежде всего, выбор оптимального расположения конструкции трубопровода под водой по различным критериям:

безопасность эксплуатации, экологичность, стоимость конструкции, технологичность и т. п.;

выбор материала труб, защитного покрытия и электрохимической защиты;

продольная и поперечная устойчивость конструкции с учетом воздействия подводных течений;

обеспечение целостности и проходного сечения;

защита от коррозии и эрозии; сварка и неразрушающий контроль в процессе монтажа;

диагностика и мониторинг;

технологические режимы перекачки нефти, природного газа или газового конденсата при высоком внутреннем давлении;

прочность и устойчивость первоначальной формы равновесия цилиндрических оболочек трубопроводов и другие технологические и экологические аспекты.

Некоторые вопросы достаточно сложны и ответы на них просто отсутствуют как в отечественных литературных источниках, так и в зарубежных. Типичным примером таких проблем является расчет напряженно-деформированного состояния оболочки трубопровода в процессе укладки на большие глубины.

Многие технические решения не имеют строгого научного обоснования и нуждаются в проведении специальных теоретических и экспериментальных исследований.

Однако даже очень хорошо изученные вопросы (например, расчет толщины стенки трубопровода на действие внутреннего давления) нельзя считать окончательно решенными. Нормы разных стран предусматривают применение различных значений одних и тех же коэффициентов (коэффициентов надежности и безопасности) в аналогичных расчетных моделях. Связано это с различными подходами к оценке оптимального уровня безопасности, качеством производства строительных работ, особенностями эксплуатации и стоимостью.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Трубопроводный транспорт газа, газоконденсата нефти и нефтепродуктов в настоящее время является основным средством доставки этих продуктов от мест добычи, переработки или получения к местам потребления. Различают проложенные по суше и подводные трубопроводы.

Подводными называют трубопроводы, предназначенные для транспортировки нефти, газа, нефтепродуктов, газоконденсата, укладываемые ниже уровня свободной поверхности морей и различных водоемов, например, озер. Конструктивные формы, методы расчетов и технология строительства подводных трубопроводов существенно отличаются от сухопутных.

Существует несколько видов подводных трубопроводов. Различия определяются, в основном, целевым назначением, а именно: *нефтепроводы* — для перекачки нефти; *продуктопроводы* — для перекачки продуктов переработки нефти (бензин, керосин, дизтопливо); *газопроводы* — для перекачки газа как в газообразном, так и в сжиженном состоянии. В зависимости от задач, решаемых при транспортировке нефти и газов, подводные трубопроводы делят на магистральные, внутрипромысловые, отводы, распределительные.

1. Под *магистральными* понимаются трубопроводы, по которым нефть и газ перекачиваются от мест их добычи до мест потребления на большие расстояния. Такие трубопроводы обычно перекачивают нефть или газ, собранные с одного или нескольких месторождений. Поэтому их диаметр обычно превышает 0,5 м, а давление перекачиваемого продукта достигает 100...250 атм. Примером магистральных подводных трубопроводов могут служить:

газопровод «Голубой поток», проложенный через Черное море; газопроводы из Алжира во Францию, проложенные через Средиземное море; несколько газопроводов с месторождений Северного моря в Норвегию и Англию; нефтепровод через Балтийское море из России в Германию, строительство которого осуществляется в настоящее время.

2. *Внутрипромысловыми* называют трубопроводы, которые предназначены для сбора нефти и газа от отдельных скважин или кустов скважин и доставки их к пункту первичной обработки или подачи продукта на головную насосную или компрессорную станцию для закачки в магистральный трубопровод.

3. *Отводами* называют трубопроводы, подсоединяемые к магистральному трубопроводу с целью отбора нефти или газа для каких-либо нужд.

4. Под *распределительными* понимаются трубопроводы, предназначенные для распределения нефти, нефтепродуктов или газа по нескольким потребителям. Обычно это трубопроводы малого диаметра.

В зависимости от того, какой водоем пересекают подводные трубопроводы, они получают соответствующее название:

- речные;
- болотные;
- морские.

Подводные трубопроводы, полностью пересекающие водную преграду в составе магистрального трубопровода, называются *переходами трубопроводов* через соответствующую водную преграду.

Подводным переходом называется гидротехническая система сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающая водные преграды, при строительстве которой применяются специальные методы производства подводно-технических работ.

Трубопроводы, прокладываемые на пойменных участках рек, следует также относить к категории подводных, так как при эксплуатации во время паводка они будут находиться под водой. При проектировании и строительстве таких трубопроводов необходимо соблюдать те же требования, что и при сооружении подводных трубопроводов.

Трубопроводы, прокладываемые через ручьи и речки шириной до 10 м, глубиной менее 1,5 м, не относятся к подводным переходам, так как при их сооружении и ремонте не требуется специальное подводно-техническое оборудование.

2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

По расположению трубопровода в акватории относительно дна (или поверхности воды) различают трубопроводы (рис. 1):

- заглубленные в грунт;
- расположенные на дне без обвалования;
- с обвалованием;
- расположенные в водной среде, т. е. ниже поверхности воды и выше поверхности дна.

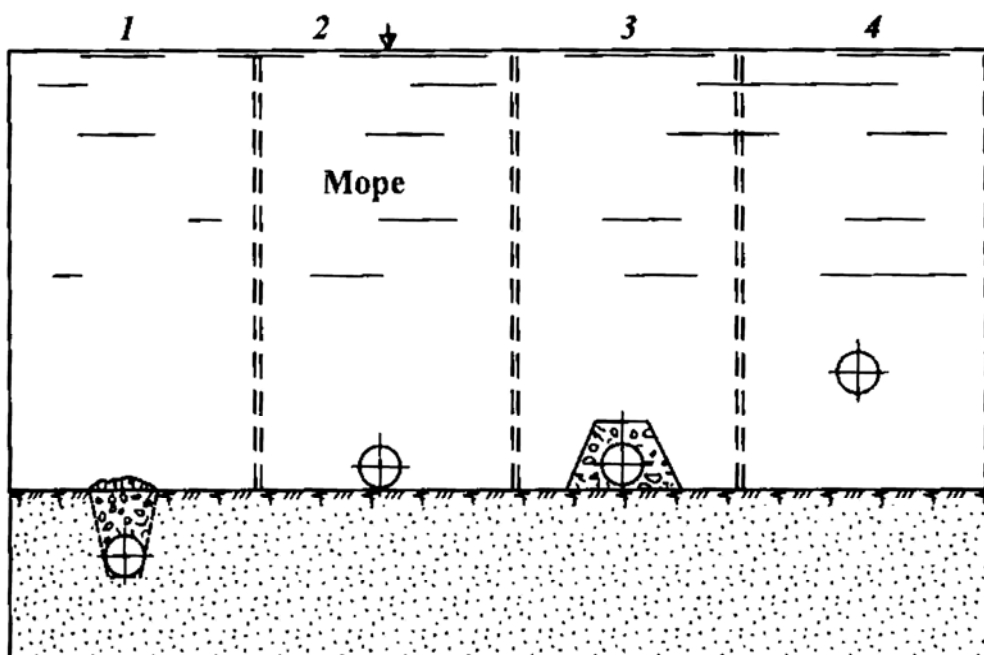


Рис. 1. Схема положений подводного трубопровода: 1 — заглубленный в грунт; 2 — на дне; 3 — в обваловке на дне; 4 — в воде

Каждая из этих схем выбирается в зависимости от конкретных условий, таких как глубина воды, возможность повреждения незаглубленного трубопровода (это, пожалуй, самое главное), вид грунта на дне водоема, наконец, возможность выполнения строительства по той или иной схеме. Например: большая глубина, грунт дна скальный. В этом случае рытье подводной траншеи при схеме 1, если невозможно вообще, то крайне сложно в любом случае.

Рассмотрим конструктивные особенности каждой из схем.

2.1.1. Заглубленная схема

Заглубленный трубопровод (рис. 2). Основное условие для этой схемы — заглубление трубопровода ниже прогнозируемой глубины размыва дна водоема на расчетный период эксплуатации. Кроме того, необходимо учитывать возможность повреждения труб якорями, волокушами и тому подобными предметами, опускаемыми или бросаемыми на дно водоема проходящими или работающими в данном районе водоема судами.

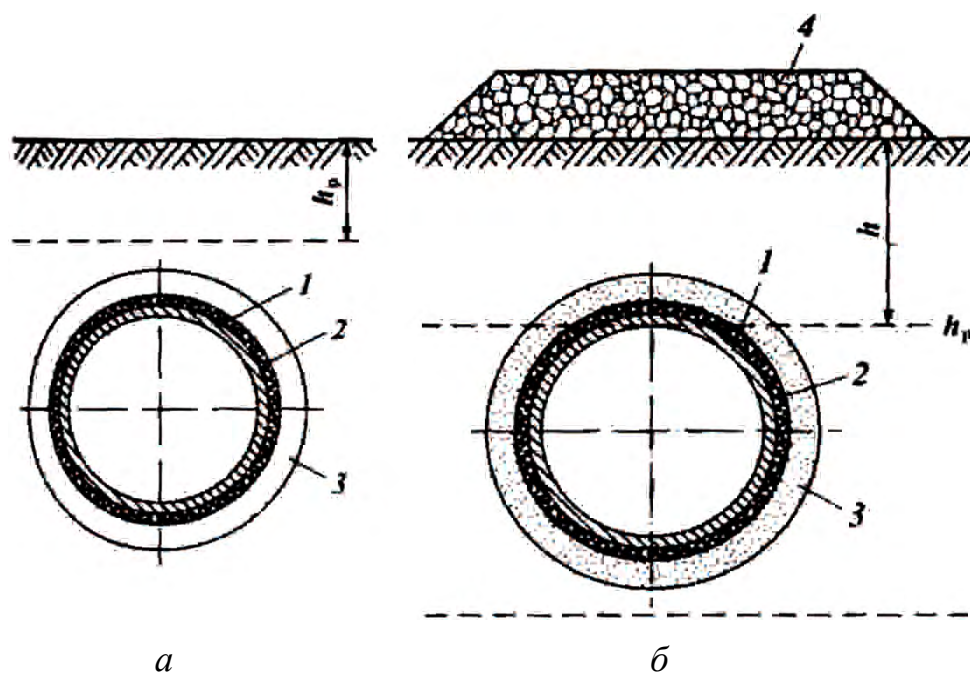


Рис. 2. Схема заглубленного трубопровода: *a* — укладка ниже глубины размыва грунта; *б* — укладка на глубине размыва грунта: 1 — труба; 2 — изоляция; 3 — утяжеляющее покрытие; 4 — каменная наброска

При укладке трубопровода ниже предельной глубины размыва грунта h_p (см. рис. 2, *a*) какой-либо дополнительной защиты труб от механических повреждений не требуется. Конструкция трубопровода будет наиболее простой: труба 1, имеющая расчетную толщину

стенки, покрывается антикоррозийной изоляцией 2; если трубопровод имеет положительную плавучесть, то труба оснащается утяжеляющими грузами или утяжеляющим покрытием 3.

Если трубопровод находится на глубине $h < h_{я}$ или $h < h_{р}$, где $h_{я}$ — глубина проникновения в грунт якорей, волокуш и т. п., то для защиты труб от возможных механических повреждений применяют либо усиленное защитное покрытие самих труб, например, железобетонной оболочкой, либо крепление поверхности грунта над трубопроводом каменной наброской 4, бетонными плитами и т. п. (см. рис. 2, б).

2.1.2. Незаглубленная схема

Применение этой схемы (рис. 3) допустимо только в условиях, полностью исключающих глубокие размывы грунта под трубопроводом. Поэтому укладка трубопровода по этой схеме возможна лишь в случае очень плотных или скальных грунтов, не размываемых потоком воды при максимальных скоростях потока, зарегистрированных в месте укладки трубопровода. Если это условие не будет выполнено, т. е. если трубопровод на участке длиной l_p окажется провисшим, то, как правило, он начинает колебаться. При определенных условиях возникает резонансный режим колебаний и тогда становится неизбежным разрушение труб.

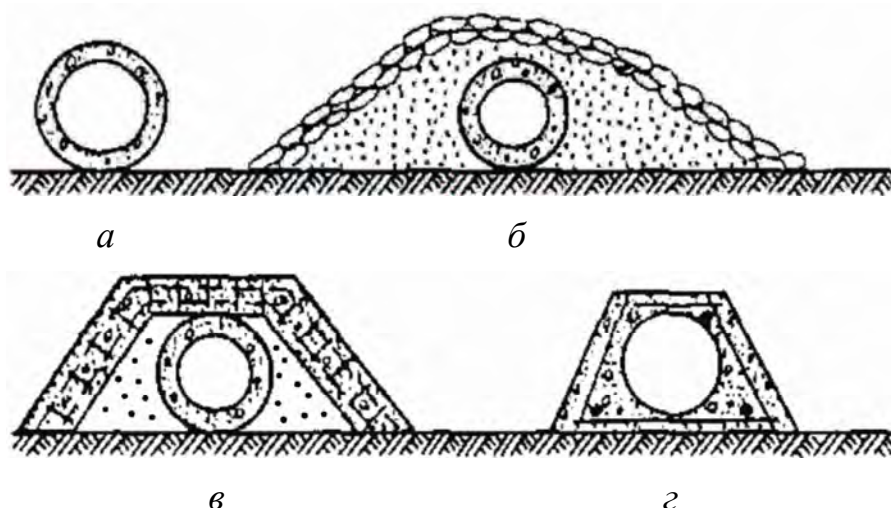


Рис. 3. Схема незаглубленного трубопровода: а — сплошное бетонирование; б — в насыпи; в — в насыпи с защитным покрытием; г — в монолитной защитной форме

Если опасности механических повреждений якорями в месте укладки нет, то обеспечение неразмываемости грунта и защиты труб от коррозии еще не гарантирует их эксплуатационную надежность при

укладке труб на дне. Поскольку давление продукта в трубопроводе и его температура могут изменяться в процессе эксплуатации, то незакрепленный трубопровод может смещаться как в продольном, так и поперечном направлениях. Вследствие этого может разрушиться изоляционное покрытие, обычно имеющее малую механическую прочность, после чего начинается быстрое коррозионное разрушение труб. Поэтому при незаглубленной схеме укладки трубы должны быть покрыты не только антикоррозийной изоляцией, но и защитным покрытием от механических повреждений. Таким покрытием может быть сплошное бетонирование (см. рис. 3, *а*), а также различного рода обвалования и защитные конструкции (см. рис. 3, *б*, *в*, *г*). Если имеется опасность повреждения труб якорями судов, то защитные конструкции, показанные на рис. 3, должны быть рассчитаны также и на механическое воздействие якорей, волокуш и т. п.

2.1.3. Подвешенный трубопровод

Трубопровод представляет собой жесткую нить, подвешенную на опорных устройствах. Опорные устройства могут быть двух типов: опирающиеся на дно (рис. 4, *а*) и плавающие на поверхности воды (рис. 4, *б*).

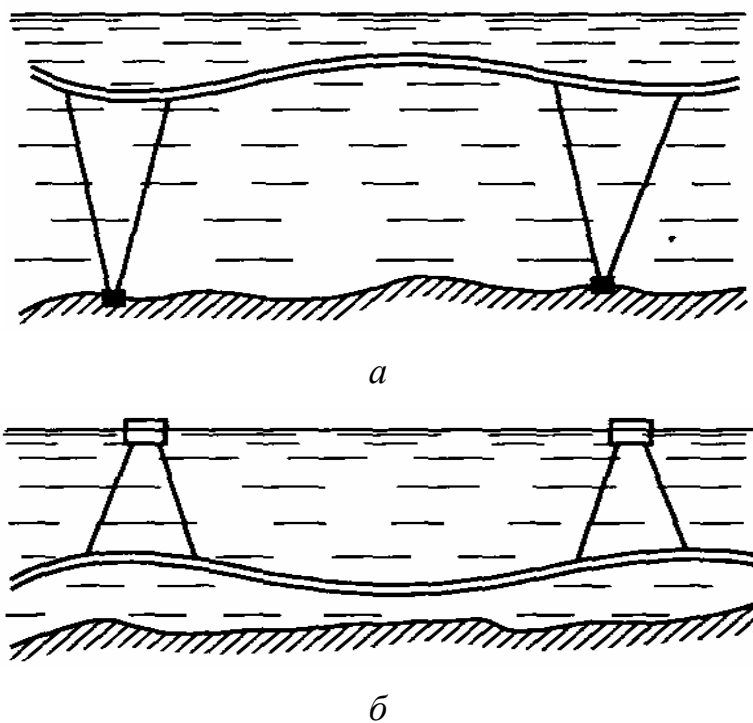


Рис. 4. Схема подвешенного трубопровода:
а — опорные устройства опираются на дно; *б* —
 опорные устройства плавают на поверхности воды

Если трубопровод имеет отрицательную плавучесть, то для стабилизации его положения при больших глубинах целесообразны плавучие опоры, к которым на гибких тросах подвешивается трубопровод. При положительной плавучести, например, в случае подводных газопроводов, гибкое крепление целесообразно крепить к дну водоема.

Схема подвешенного трубопровода делает его уязвимым для воздействия течений и волн, а также для якорных цепей, рыболовных снастей и т. п. Эта схема применима только в случае, если полностью исключается возможность такого контакта, а силовое воздействие потока (течения) не будет опасным для трубопровода.

2.2. КОНСТРУКЦИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

2.2.1. Однотрубная конструкция

Простейшей формой является так называемая однотрубная конструкция. Она представляет собой изготовленную из прочной стали или пластмассы трубу, несущую (или воспринимающую) рабочую нагрузку (внутреннее и внешнее давления, изгибающие моменты, растяжение, сжатие). Труба защищается различными покрытиями от коррозии и внешних силовых воздействий. На рис. 5 показана конструкция такой трубы, защищенной антикоррозийной изоляцией 1, защитным покрытием 2 и утяжелителями 3.

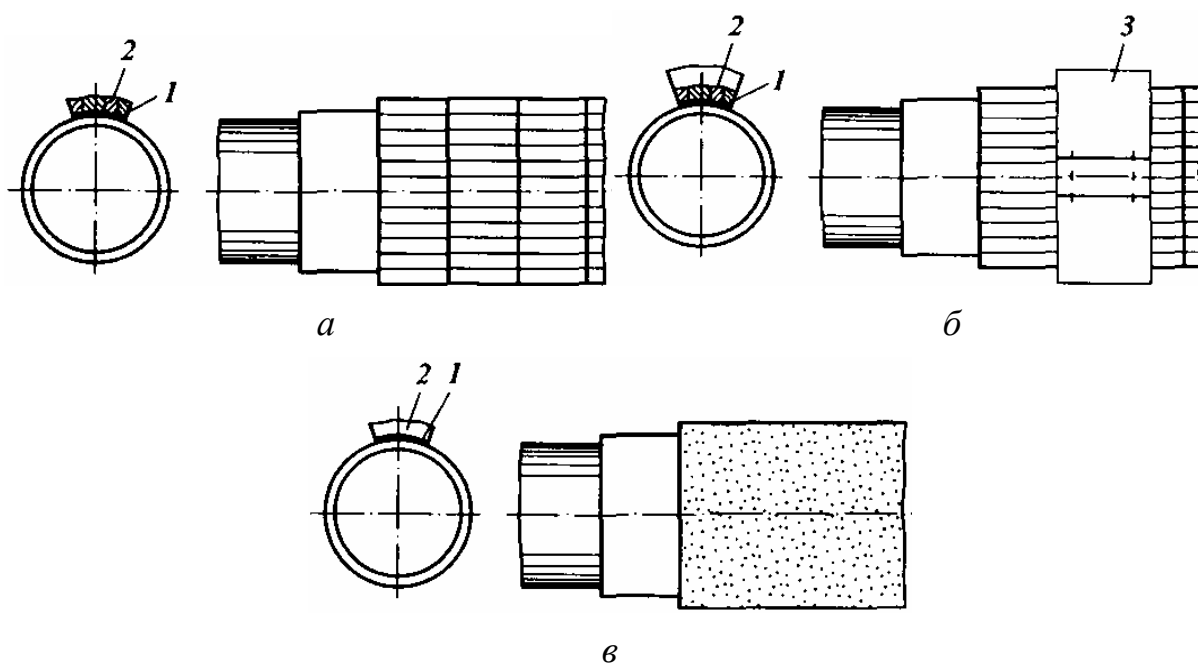


Рис. 5. Однотрубные конструкции: а — изолированная; б — утяжеленная грузами; в — со сплошным бетонированием: 1 — изоляция; 2 — защитное покрытие; 3 — утяжелители

2.2.2. Трубопровод в защитном кожухе

Более сложные формы труб. Для более надежной защиты трубопровода от внешних воздействий рабочую трубу 1 (рис. 6), по которой перекачивается газ, нефть или какой-либо иной продукт, помещают в защитном металлическом или пластмассовом кожухе 2. В случае разрыва в каком-либо сечении внутренней трубы 1 перекачиваемый продукт не попадет в водоем.

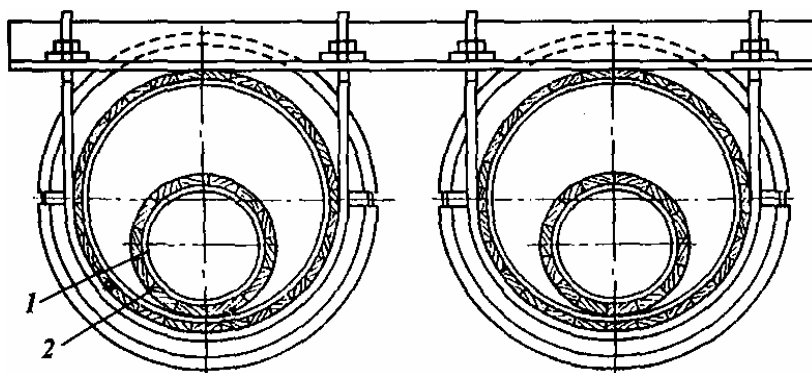


Рис. 6. Трубопровод в защитном кожухе:
1 — рабочая труба; 2 — кожух

2.2.3. «Труба в трубе»

Для транспорта сильно охлажденных продуктов (сжиженного аммиака) или для горячих нефтепродуктов (сильно подогретой высоковязкой быстро застывающей нефти) применяют конструкцию теплозащитных труб по схеме «труба в трубе». Такая конструкция показана на рис. 7. Труба имеет довольно сложную форму; состоит из нескольких оболочек (слоев), каждый из которых играет определенную роль в обеспечении транспортировки перекачиваемого продукта. Из подписей к рис. 7 понятно назначение каждого слоя.

В зависимости от диаметра рабочего трубопровода, вида перекачиваемого продукта и его температуры изменяются и размеры диаметра кожуха, теплозащитных слоев, утяжеляющих покрытий. Но основой является внутренняя рабочая труба. Наружная труба из пластических материалов играет лишь роль опалубки, удерживающей от внешних воздействий заполнитель межтрубного пространства. Наружная труба и теплозащитные слои создают наиболее благоприятные условия для работы внутренней. Однако в случае разрыва внутренней трубы, неизбежна остановка в работе трубопровода или снижение давления, так как наружная труба-кожух может воспринимать лишь незначительную часть внутреннего давления.

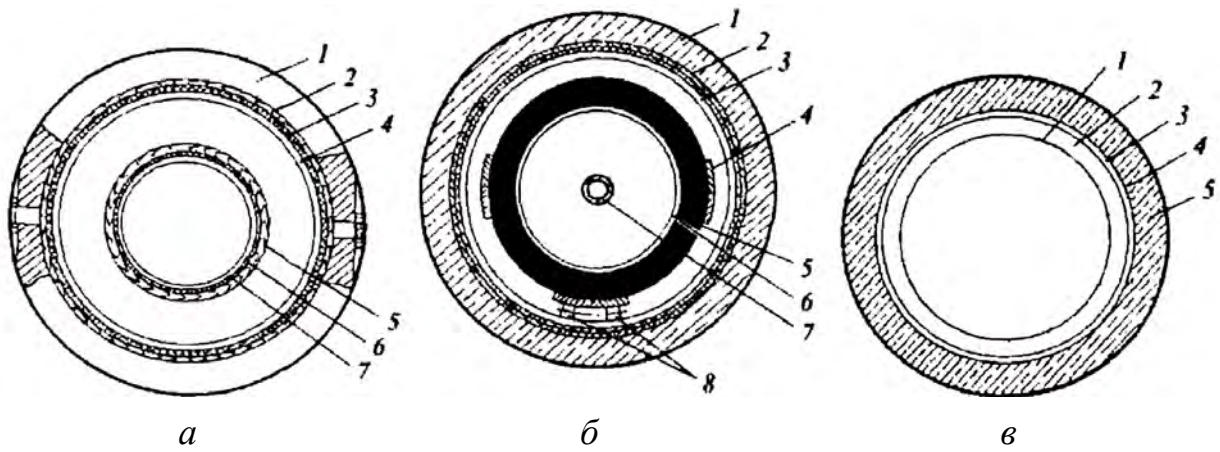


Рис. 7. Схема трубопровода «труба в трубе»: *а* — конструкция подводного конденсатопровода: 1 — чугунные грузы; 2 — деревянная рейка; 3 — антикоррозийная изоляция; 4 — стальной кожух 720 × 18 мм; 5 — деревянная рейка; 6 — антикоррозийная изоляция; 7 — конденсатопровод 377 × 15 мм; *б* — предварительно напряженный аммиакопровод: 1 — армированное бетонное покрытие толщиной 50,8 мм; 2 — антикоррозийная изоляция (каменноугольная эмаль 3,95 мм, два слоя стеклоткани и слой асбеста); 3 — стальной кожух 406 × 8,7 мм; 4 — шесть деревянных реек для защиты изоляции; 5 — теплоизоляция из пенопласта толщиной 38 мм; 6 — аммиакопровод из бесшовной трубы 273 × 7 мм; 7 — охлаждающий трубопровод диаметром 38 мм; 8 — обоймы с шарикоподшипниками; *в* — конструкция подводного трубопровода: 1 — стальная труба 456 × 12,7 мм; 2 — пенополиуретан; 3 — стальной кожух диаметром 560 мм; 4 — антикоррозийная изоляция (каменноугольная эмаль 1,6 мм, армированная стеклотканью); 5 — утяжеляющее покрытие

2.2.4. «Труба в трубе» с цементно-песчаным заполнением

Для более полного использования несущей способности внутренней и наружной труб можно заполнять межтрубное пространство цементно-песчаным раствором 2 (рис. 8). Внутренняя труба 1 покрывается антикоррозийной изоляцией и вставляется в наружную трубу 3, которая также имеет антикоррозийную изоляцию и защитное покрытие. Для создания равномерного зазора между внутренней и наружной трубами устанавливают упругие пластины 4.

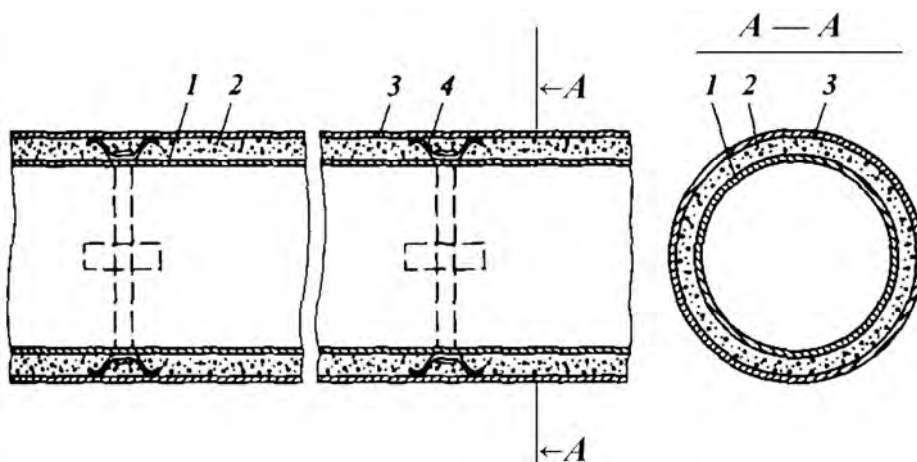


Рис. 8. «Труба в трубе» с цементно-песчаным заполнением: 1 — внутренняя труба; 2 — цементно-песчаный раствор; 3 — наружная труба; 4 — упругие пластины

Пространство между обеими трубами заполняется цементно-песчаным раствором, который после отвердения жестко соединяет внутреннюю и наружную трубы. В результате получается монолитная двухтрубная конструкция, способная выдерживать значительно большее внутреннее давление, чем двухтрубная конструкция без такого заполнителя.

Заполнение межтрубного пространства позволяет наилучшим образом решить проблему утяжеления трубопровода, так как цементно-песчаный раствор одновременно является и утяжелителем. Нужно лишь соответствующим образом подобрать соотношение наружного и внутреннего диаметров труб, а также толщины стенок обеих труб.

Процесс заполнения межтрубного пространства цементно-песчаным раствором может выполняться как до укладки трубопровода в траншею, так и после его укладки, что зависит от конкретных условий строительства.

Кроме того, двухтрубная с цементным заполнением межтрубного пространства труба может собираться из секций, полностью подготовленных в заводских условиях или на трубоукладочном судне.

2.2.5. Многофункциональный трубопровод

В связи с развитием подводного морского трубопроводостроения в последнее время начали применять сложные конструктивные схемы сечений труб. На рис. 9 показана схема многофункционального трубопровода.

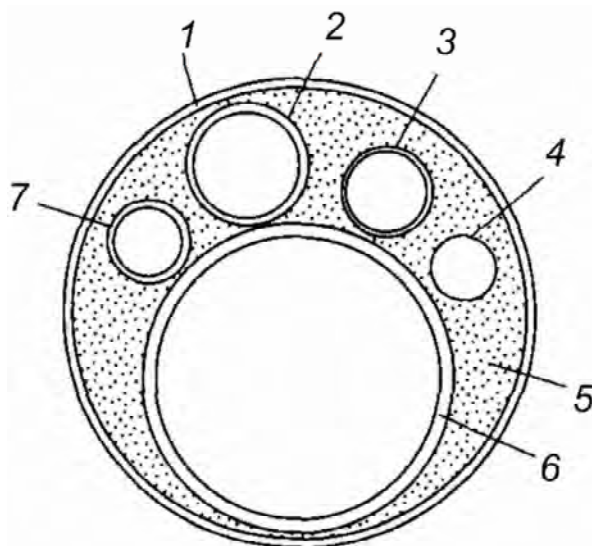


Рис. 9. Многофункциональный трубопровод: 1 — кожух; 2, 3, 7 — трубы малого диаметра; 4 — кабель связи; 5 — фиксирующий материал; 6 — основная труба

Как видно из рисунка, многофункциональный трубопровод включает несущую трубу 6, по которой перекачивается нефть или газ. Эта труба рассчитывается на внешнее давление воды и внутреннее давление от перекачиваемого продукта. Вокруг основной трубы могут размещаться трубы малого диаметра 2, 3, 7, по которым могут транспортироваться вспомогательные жидкие и газообразные продукты. Кроме того, вокруг основной трубы 6 могут укладываться кабели электрические и кабели связи 4 с автоматизированными системами управления подводными силовыми агрегатами и управляющими устройствами. Весь набор (основная 6 и вспомогательные трубы 2, 3, 7, кабели 4) находятся внутри водонепроницаемого кожуха 1, изготавливаемого из пластичных материалов. Внутреннее пространство заполняется материалом 5, фиксирующим все трубы в заданном положении. Конечно, такая конструкция очень сложна и дорогостояща. Но она экономит ряд операций по укладке различных труб и кабелей, объединив их в одну.

3. ТЕХНОЛОГИЯ УКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

В настоящее время существуют следующие технологии укладки трубопроводов на дно: 1) протаскивание по дну; 2) с поверхности воды; 3) методом горизонтально-направленного бурения.

Эти технологии имеют много способов практической реализации. Основные из них будут рассмотрены в данном разделе.

3.1. ТЕХНОЛОГИЯ УКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СПОСОБОМ ПРОТАСКИВАНИЯ

Суть способа протаскивания заключается в следующем:

1. На берегу моря (или другого водоема) устраивается спусковая дорожка, по которой подготовленный к укладке трубопровод будет перемещаться с берега под воду по подводной траншее. Это может быть либо выровненное дно, либо вырытая траншея.

2. На берегу рядом со спусковой дорожкой подготавливается к укладке трубопровод, общая длина которого должна быть не менее длины подводной траншеи или выровненного дна, если трубопровод укладывается без заглубления.

3. Перед укладкой трубопровод помещается на спусковую дорожку.

4. Производится испытание трубопровода на прочность внутренним давлением.

5. Прокладывается тяговый трос строго по курсу движения трубопровода.

6. Трубопровод протаскивается по дну усилием, создаваемым специальными техническими средствами (трактор, лебедка, трубоукладочное судно).

7. Осуществляется обследование уложенного трубопровода с помощью водолазов или телевизионными приборами.

8. Производится закрепление уложенного трубопровода специальными анкерами, различными грузами, засыпкой грунтом или щебнем, защита бетонными плитами или скорлупами. В каждом конкретном случае обосновывается необходимость и достаточность того или иного способа закрепления.

9. Проводится повторное испытание прочности трубопровода внутренним давлением.

Рассмотрим далее технологии практической реализации приведенных шагов способа протаскивания подводного трубопровода и основные расчетные обоснования.

Протаскивание трубопроводов производится при пересечении какой-либо водной преграды. Такими преградами могут быть реки, озера, заливы, образующиеся на прибрежной территории морей, проливы между двумя отделенными друг от друга территориями. Ширина водных преград может составлять и сотни метров, и несколько километров. В зависимости от ширины пересекаемой водной преграды могут применяться различные схемы протаскивания.

3.1.1. Технологические схемы протаскивания трубопроводов

Схема 1. Протаскивание трубопровода полной длины

Ширина водной преграды позволяет протащить через нее трубопровод полной длины. При этом величина тягового усилия должна быть такой, чтобы протаскивание осуществлялось без остановки.

Эта схема сравнительно просто реализуется, если оба берега водоема имеют равнинный характер и позволяют разместить в створе подводной трассы трубопровод полной длины на одном берегу, а на другом берегу — тяговые средства (рис. 10).

Длина протаскиваемого трубопровода ограничивается размером площадок на обоих берегах водоема, а также тяговым усилием и наличием для его создания тяговых средств. Как показывает опыт, при большом числе тракторов или других самоходных тягачей трудно добиться синхронности их работы. Например, использование в качестве тяговых средств мощных тягачей (более пяти машин на одном тяговом тресе одновременно) из-за сложности

синхронизации их работы не приводит к существенному увеличению тягового усилия. При кажущейся простоте схемы (рис. 10) именно это вызывает задержки и остановки протаскивания. Поэтому накануне протаскивания необходимо провести проверку согласованности в действиях машинистов и достаточности тяговых средств. Для этой цели укладываемый трубопровод несколько раз сдвигают с места с расстановкой тяговых механизмов такой же, как и во время протаскивания. Наибольшее усилие протаскивания возникает в момент трогания, поэтому при пробном трогании проверяется надежность тягового троса, креплений и достаточность тяговых средств.

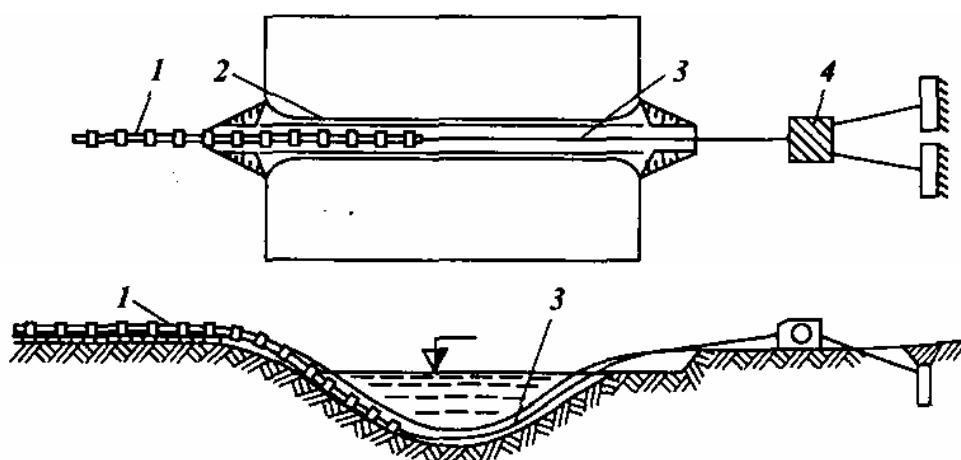


Рис. 10. Схема протаскивания трубопровода через водоем ограниченной ширины: 1 — трубопровод; 2 — траншея; 3 — трос; 4 — лебедка

Операция по протаскиванию облегчается применением тяговых лебедок большой грузоподъемности, предназначенных специально для протаскивания подводных трубопроводов.

Обычно при протаскивании используют один тяговый трос. Однако с увеличением диаметра и длины трубопровода усилие достигает таких значений, что для передачи его от лебедки или тягачей на трубопровод требуется трос, расчетный диаметр которого 50 мм и более. Выполнять такелажные работы с таким тросом сложно, поэтому применяют два, а при необходимости и большее число тросов. В этом случае необходимо развести тросы в разных направлениях, например, как показано на рис. 11. Каждая лебедка создает свое усилие, однако суммарное усилие, приложенное к оголовку трубы, должно быть равно усилию, необходимому для протаскивания.

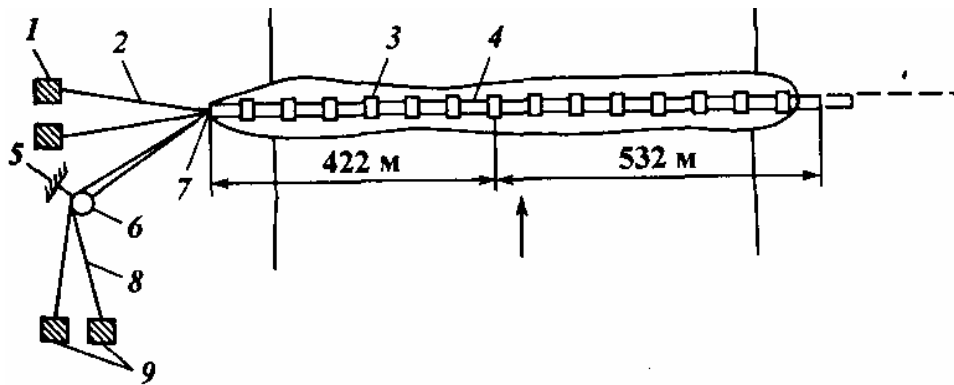


Рис. 11. Схема протаскивания трубопровода с изменением направления движения тягового троса: 1, 9 — тягачи; 2, 8 — тросы; 3 — понтоны; 4 — трубопровод; 5 — анкер; 6 — блок; 7 — оголовок

Схема 2. Протаскивание трубопровода с изменением направления тягового троса

Протаскивание трубопровода осуществляется с изменением направления тягового троса на необходимый угол с помощью блока. Эта схема применяется, когда на одном берегу можно разместить подготовленный к укладке трубопровод 1, а на другом устанавливаются лебедки (рис. 12, а). Тяговый трос 2 пропускается через поворотный блок 3, изменяя направление движения. Особое внимание уделяют закреплению поворотного блока 3, расчету и устройству анкерной опоры 4.

При пересечении водных преград, когда на одном из берегов невозможна установка лебедок (например, при большей крутизне берега), протаскивание осуществляют с исходного берега (рис. 12, б).

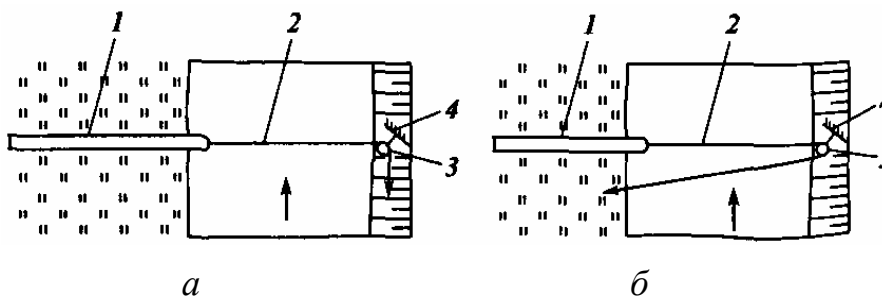


Рис. 12. Схема протаскивания трубопровода с изменением направления тягового усилия: а — с противоположного берега; б — с исходного берега: 1 — трубопровод; 2 — тяговый трос; 3 — поворотный блок; 4 — анкерная опора

На противоположном берегу устанавливают блок, с помощью которого изменяют направление движения тягового троса на 170...180°. Тяговый трос прокладывают по дну траншеи, пропускают

через блок и перекидывают на исходный берег, где закрепляют его на тяговой лебедке. Как и в предыдущей схеме, особое внимание уделяют закреплению поворотного блока, расчету анкера и испытанию его несущей способности.

Для уменьшения тягового усилия можно устраивать спусковую дорожку или разгружать трубопровод, поднимая его трубоукладчиками во время протаскивания.

Схема 3. Протаскивание трубопровода последовательным наращиванием

При незначительных размерах площадок в створе перехода, пригодных для строительного-монтажных работ на обоих берегах, протаскивание осуществляется с последовательным наращиванием укладываемого трубопровода 2 (рис. 13) из секций 1. Спусковую дорожку устраивают по длине отдельных плетей, а протаскивание производят тросом 3.

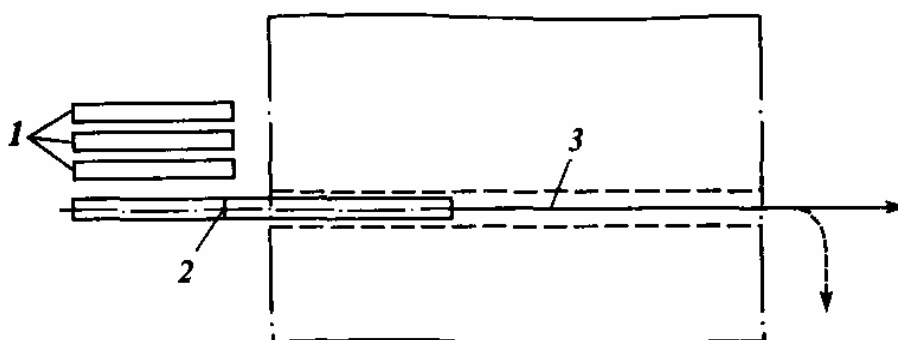


Рис. 13. Схема протаскивания трубопровода с последовательным наращиванием секций: 1 — секция; 2 — трубопровод; 3 — трос

Схема 4. Протаскивание трубопровода с заливкой внутрь него воды

Трубопровод укладывают протаскиванием с одновременной заливкой внутрь воды. Этот способ применяют при укладке нефтепроводов, если по условиям судоходства или иным причинам укладка их с поверхности не допускается.

Вода заливается в процессе протаскивания в специально сделанное отверстие в головной части трубопровода. На берегу трубопровод перемещают по спусковой дорожке или трубоукладчиками. При заполнении трубопровода водой тяговое усилие достигает наибольшей величины в конце протаскивания, когда весь трубопровод уходит под воду. Для уменьшения тягового усилия применяют

разгружающие понтоны, которыми заранее оснащают трубопровод. Число понтонов определяют из расчета, чтобы общая отрицательная плавучесть (вес трубопровода в воде) создавала достаточную устойчивость на сдвиг от воздействия реки. Скорость протаскивания нефтепроводов с самозаливом определяется расчетом и зависит от диаметров трубопровода и отверстия, через которое вода поступает в трубу.

Схема 5. Протаскивание трубопровода с перестановкой тяговой лебедки на берегу

При ширине водной преграды, превышающей канатоемкость барабана тяговой лебедки, укладку трубопровода можно выполнить с перестановкой тяговой лебедки на берегу, что исключает перепасовку троса и обеспечивает лучшие условия его эксплуатации. Эта схема возможна при пологом спланированном рельефе берега, но для ее осуществления необходимо устройство дополнительных анкерных опор при установке лебедки на новые позиции.

Существует аналогичная схема с установкой тяговых лебедок на барже. Тяговое усилие лебедки при протаскивании трубопровода воспринимается якорной системой баржи, включающей несколько якорей, масса которых зависит от тягового усилия. При слабых грунтах на участке перехода и значительном тяговом усилии вместо якорей используют якорные сваи, забиваемые в дно водной преграды. Верхние концы свай оборудуются захватами для якорных тросов баржи. Число якорных опор вдоль трассы трубопровода возрастает с увеличением протяженности перехода. При значительном тяговом усилии, достигающем несколько сотен тонн, может применяться поддерживающая баржа. Протаскивание трубопровода по этой схеме показано на рис. 14.

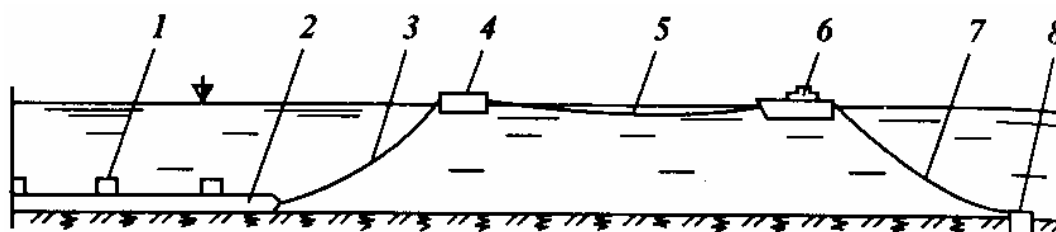


Рис. 14. Схема протаскивания трубопровода с применением поддерживающей баржи: 1 — понтоны; 2 — протаскиваемый трубопровод; 3 — соединительный трос; 4 — поддерживающая баржа; 5 — тяговый трос; 6 — баржа с тяговой лебедкой; 7 — якорный трос; 8 — якорные сваи

Схема 6. Протаскивание трубопровода с помощью дополнительной лебедки

Применяется при ширине водной преграды, превышающей канатоемкость тяговой лебедки. По этой схеме (рис. 15) с помощью дополнительной лебедки (дополнительного барабана с механическим или электрическим приводом) сматывают лишний трос с барабана тяговой лебедки. Эта схема используется при стесненных для установки лебедки условиях берегового рельефа.



Рис. 15. Схема протаскивания трубопровода с периодическим сматыванием троса с барабана дополнительной тяговой лебедки: 1 — трубопровод; 2 — тяговый трос; 3, 4 — соединительные звенья тросов; 5 — тяговая лебедка; 6 — якорная опора; 7 — дополнительная лебедка

Схема 7. Протаскивание трубопровода с перепусканием тягового троса и подтягиванием второй линии

Применяется как схемы 5 и 6 при ширине водной преграды, превышающей канатоемкость тяговой лебедки. Вместо замены и перепасовки троса на барабанах тяговой лебедки производится перепускание тягового троса через блок на оголовке и подтягивание второй линии троса (рис. 16). Дополнительная лебедка должна обладать достаточной мощностью для подтягивания троса после заполнения барабана основной тяговой лебедки.

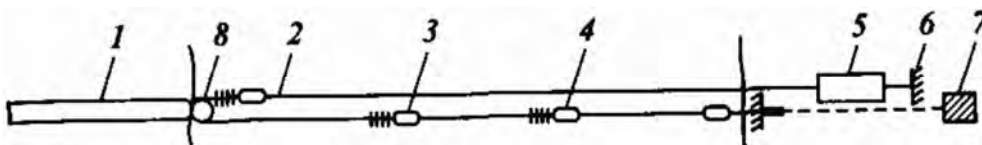


Рис. 16. Схема протаскивания трубопровода с подтягиванием второй линии троса: 1 — трубопровод; 2 — тяговый трос; 3, 4 — соединительные звенья тросов; 5 — тяговая лебедка; 6 — якорная опора; 7 — вспомогательная лебедка; 8 — блок на оголовке трубопровода

Схема 8. Протаскивание трубопровода с перепасовкой троса над поверхностью воды

Укладка трубопровода выполняется протаскиванием с перепасовкой троса над поверхностью воды (рис. 17). Эта схема может быть использована при протаскивании подводного перехода в зимних

условиях. Она была применена при укладке подводного трубопровода через реку Енисей. После протаскивания первых трех плетей общей длиной 1110 м возникла необходимость в перепасовке троса через блок для увеличения тягового усилия лебедки вдвое. Обычно вторичное закрепление троса к оголовку и перепасовка его через блок выполняется водолазами и на больших глубинах представляет собой сложную, связанную со значительными затратами времени, операцию. С помощью специального приспособления оголовки с блоком был поднят с глубины 36 м на поверхность льда (положение II), и все работы с перепасовкой троса выполнены на льду. Приспособление представляет собой штангу, изготовленную из трубы диаметром 219 мм и длиной 48 м, шарнирно соединенную с передним концом протаскиваемого трубопровода. К другому концу штанги приварен оголовок из трубы диаметром 426 мм. Через отверстие в оголовке пропущен трос в виде петли для поднятия штанги.

После перепасовки троса штангу опустили на дно и продолжили протаскивание трубопровода.

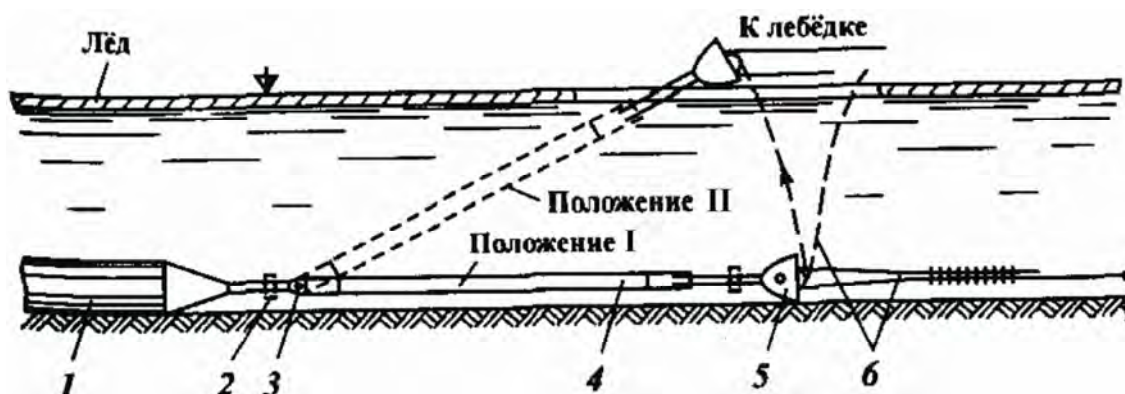


Рис. 17. Схема протаскивания с перепасовкой троса над поверхностью воды: 1 — трубопровод; 2, 3 — шарниры; 4 — штанга; 5 — блок; 6 — тяговый трос

Схема 9. Протаскивание трубопровода с помощью двух лебедок, установленных на барже

Протаскивание трубопровода осуществляется с помощью двух лебедок, установленных на барже (рис. 18). Использование этой схемы позволяет уменьшить число перестроповок на анкерной линии и увеличить длину протаскиваемой плети. Протаскивание производится в следующем порядке: вначале работает лебедка 3,

которая подтягивает трубопровод к неподвижной барже, затем в работу включается лебедка 4, подтягивая одновременно трубопровод и баржу к берегу.

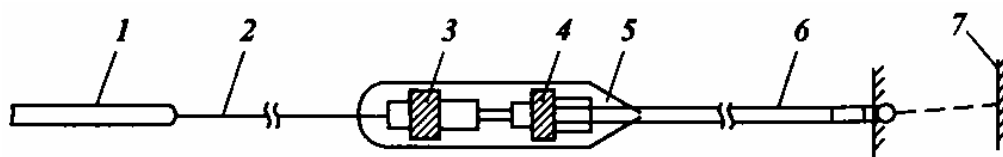


Рис. 18. Схема протаскивания двумя лебедками, установленными на барже: 1 — трубопровод; 2 — тяговый трос; 3, 4 — тяговые лебедки; 5 — баржа; 6 — анкерный трос; 7 — анкерная опора

Схема 10. Протаскивание морских трубопроводов на глубине

Применяется при укладке протаскиванием морских трубопроводов на глубинах от нескольких сотен метров до 1000 м и более, когда использование самых современных трубоукладочных барж становится экономически неэффективным. При укладке протаскиванием в таких условиях трубопровод почти не подвергается воздействию волн и течений и не испытывает напряжений от изгиба трубы по сравнению с укладкой трубопровода с трубоукладочных барж.

Укладку трубопровода от берега до глубины 1000 м целесообразно выполнять комбинированным способом: на континентальном шельфе и до глубин 200 м укладка ведется с трубоукладочной баржи, на глубинах от 200 до 1000 м трубопровод протаскивается. Поскольку соединение отдельных протаскиваемых плетей на больших глубинах весьма сложно и требует значительных затрат, длина плетей должна быть не менее протяженности глубоководного участка в пределах континентального склона, т. е. примерно 14...25 км. Очевидно, что протаскивание плети такой длины возможно только при минимальной отрицательной плавучести трубопровода 10...20 кг/м.

Протаскивание трубопровода в условиях небольших и средних глубин осуществляется лебедками, установленными на палубе баржи (см. схемы 5 и 9), тяговый трос проходит непосредственно от оголовка трубопровода к лебедке.

При укладке протаскиванием трубопроводов на больших глубинах от таких схем приходится отказываться из-за их неэффективности и невозможности регулировать горизонтальную составляющую усилия с баржи. На больших глубинах по предлагаемой

схеме, показанной на рис. 19, протаскивание осуществляется циклически с использованием операций подъема и опускания тяжелых грузов — донных блоков *б* плавучими кранами.

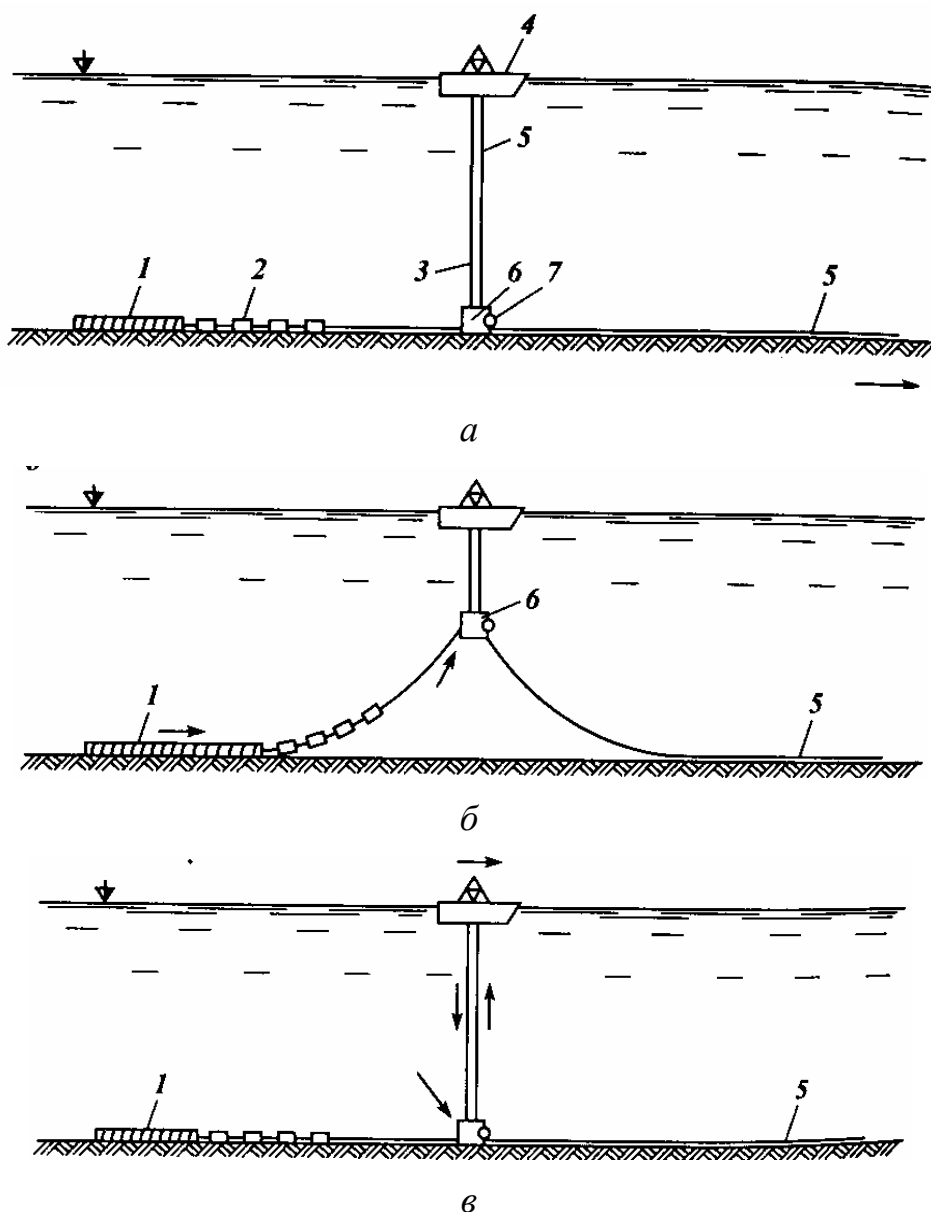


Рис. 19. Схемы протаскивания трубопровода с подъемом донного груза: *а* — донный груз опущен, гидравлический зажим закрыт; *б* — цикл подъема донного груза, гидравлический зажим закрыт; *в* — цикл опускания донного груза, гидравлический зажим открыт: *1* — трубопровод; *2* — шарнирно соединенные секции труб для образования углубления в грунте; *3* — подъемный трос; *4* — крановое судно; *5* — анкерный трос; *б* — донный блок; *7* — гидравлический зажим

Сначала прокладывают анкерный трос *5* на всю длину участка протаскивания с одним концевым анкером для исключения необходимости установки дополнительных анкеров в процессе протаскивания трубопровода. Трубопровод начинает перемещаться после подъема блока *б* примерно на 200 м от дна, скорость протаскивания

возрастает с увеличением высоты подъема блока. Оптимальная высота подъема блока зависит от условий прохождения трассы и усилия протаскивания трубопровода. Перед оголовком могут быть установлены шарнирно соединенные секции из труб для образования углубления, по которому затем будет перемещаться протаскиваемый трубопровод. После каждого цикла протаскивания трос анкерной линии выбирается с помощью гидравлического зажима, установленного на донном блоке (рис. 20).

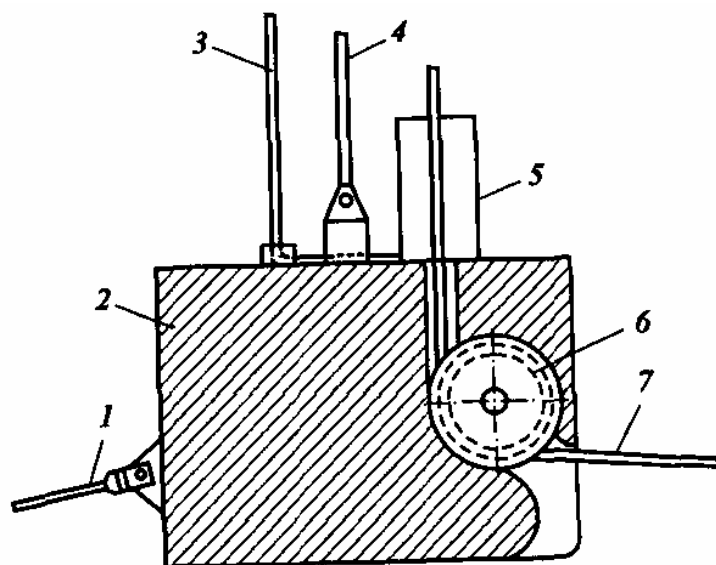


Рис. 20. Конструкция донного блока:
 1 — тяговый трос; 2 — донный блок; 3 — контрольный кабель зажима; 4 — подъемный трос; 5 — гидравлический зажим; 6 — шкив; 7 — анкерный трос

Схема 11. Протаскивание морских трубопроводов на глубине перемещением по дну

В отличие от предыдущей схемы для протаскивания глубоководного трубопровода используется не подъем массивного донного блока, а его перемещение по дну (рис. 21). Усилие протаскивания создается гидравлическими тяговыми устройствами, прикрепленными к массивному блоку, который перемещается по дну моря между отдельными циклами протаскивания. Анкером при перемещении массивного блока служит второй якорный блок, который создает дополнительное (помимо массивного донного блока) сопротивление при протаскивании трубопровода. Массивный блок в неподвижном состоянии используется для протаскивания трубопровода, а при перемещении по дну служит бульдозером, выравнивающим

дно. Уменьшение сопротивления при продольном перемещении массивного блока можно достичь приложением к нему подъемного усилия с кранового судна или использованием понтонов с регулируемой плавучестью.

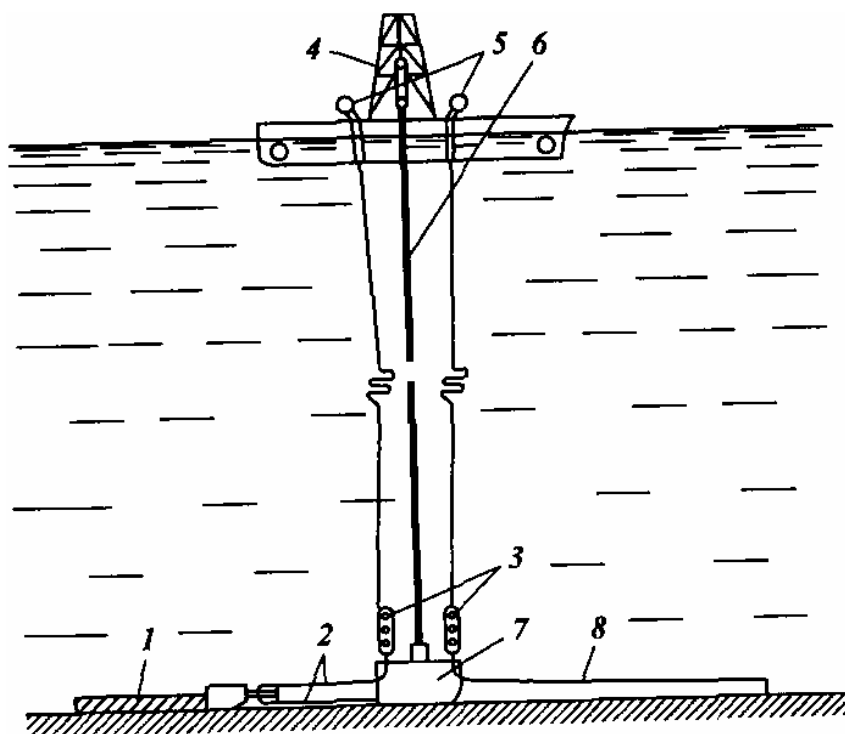


Рис. 21. Схема протаскивания трубопровода с использованием перемещения донного груза: 1 — протаскиваемый трубопровод; 2 — тяговый трос; 3 — гидравлическое тяговое устройство; 4 — буровая вышка; 5 — лебедки; 6 — буровая колонна; 7 — массивный док (донный груз); 8 — анкерная линия

Расчет силы протаскивания, создаваемой по этой схеме можно определить, используя решение для канатов якорной системы.

3.1.2. Конструкции спусковых дорожек и механизмы для протаскивания трубопроводов

Трубопроводы, подготовляемые для подводной прокладки, размещают на берегу, на специальных дорожках, которые служат для спуска трубопровода с берега в подводную траншею или на поверхность воды. На практике используются спусковые дорожки различных типов.

Грунтовые дорожки представляют собой спланированную полосу грунта в створе перехода на берегу водоема. Дорожку делают прямолинейной в плане. Профиль дорожки должен иметь уклон в сторону водоема или был горизонтальным. Даже незначительный

обратный уклон создает большое дополнительное усилие протаскивания. По грунтовым дорожкам можно протаскивать только бетонированные или футерованные трубопроводы. Следует иметь в виду, что при песчаных грунтах протаскивание осуществляется легче по сухому основанию, а при глинистых — по сильно увлажненному.

По мере продвижения трубопровода с берега в подводное положение (по поверхности дна или в траншее) величина тягового усилия уменьшается, поскольку за счет действия подъемной силы Архимеда уменьшается вес единицы длины трубопровода, а значит, и силы сопротивления перемещению трубопровода.

Кроме того, сопротивление протаскиванию подводного участка можно дополнительно уменьшить, применив разгружающие понтоны.

Ледовые дорожки применяются в зимних условиях. Ледовую дорожку устраивают на сравнительно ровной или с небольшим уклоном к берегу поверхности заливкой водой неглубокой траншеи или намораживанием дорожки непосредственно на грунт.

Водная спусковая дорожка представляет собой траншею, разработанную на берегу водоема в створе перехода и заполненную водой. Длина водной спусковой дорожки принимается равной длине протаскиваемого трубопровода, глубина воды в траншее — на 0,2...0,5 м больше осадки трубопровода или диаметра газопровода, ширина дорожки по дну — на 0,3...0,5 м больше диаметра трубопровода. Наилучшее условие для устройства такой дорожки — низкий и ровный берег.

Чем меньше возвышается поверхность берега над уровнем водоема, тем меньшей глубины разрабатывают траншею. В практике имеются примеры укладки трубопровода по водным спусковым дорожкам, когда поверхность берега на 2...3 м выше горизонта воды в реке. В этом случае береговую траншею отрывают на глубину 2...3 м, а у уреза воды оставляют грунтовую перемычку. Для уменьшения потери воды из береговой траншеи бульдозер периодически засыпает образующуюся в перемычке прорезь из резерва грунта. Одновременно насосом или наполнительным агрегатом в траншею закачивают воду из водоема.

Кроме перечисленных спусковых дорожек широко применяются специальные дорожки — роликовые и рельсовые.

Использование специальных спусковых дорожек позволяет значительно уменьшить сопротивление перемещению берегового участка трубопровода, применять тяговые средства меньшей мощности и увеличивать длину протаскиваемых плетей, сокращая время протаскивания за счет уменьшения числа стыковых соединений отдельных плетей.

Роликовая спусковая дорожка представляет собой ряд опор с роликами, расстояния между которыми определяют в зависимости от размеров и массы единицы длины укладываемого трубопровода (рис. 22).

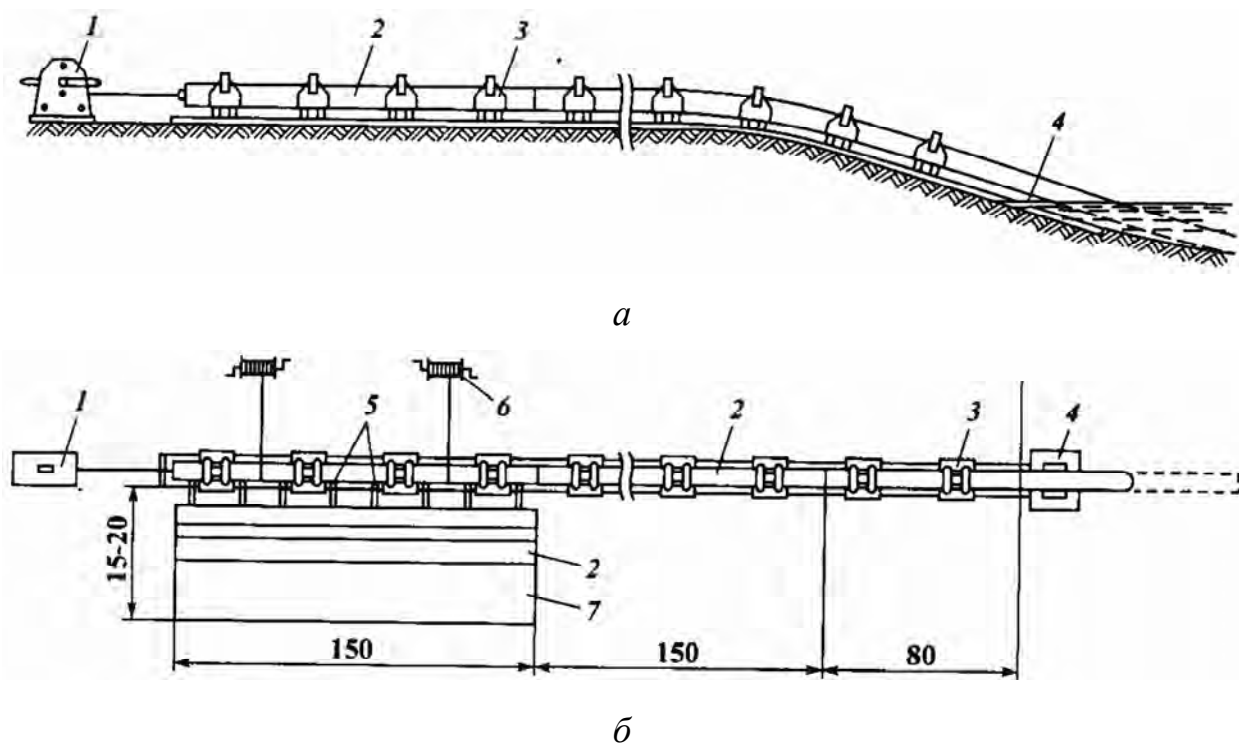


Рис. 22. Схема роликовой спусковой дорожки: *а* — вид сбоку; *б* — вид сверху: 1 — тормозная лебедка; 2 — плеть трубопровода; 3 — роликовые опоры; 4 — приурезное спусковое устройство; 5 — балки-перегрузатели; 6 — лебедка для перекачивания труб; 7 — стапель

По роликовой спусковой дорожке протаскивают трубопроводы с бетонным покрытием; применение роликов с пневматическими шинами позволяет протаскивать трубопроводы с обычной деревянной футеровкой без нарушения сплошности изоляционного покрытия.

Комплект роликовой спусковой дорожки для укладки трубопроводов с бетонным покрытием диаметрами 1220 и 1420 мм включает роликовые опоры грузоподъемностью 33...35 т, приурезное спусковое устройство, стапель, устройство для перекачивания плети трубопровода со стапеля на спусковую дорожку и тормозную лебедку.

Схема роликовой спусковой дорожки для трубопроводов больших диаметров показана на рис. 23.

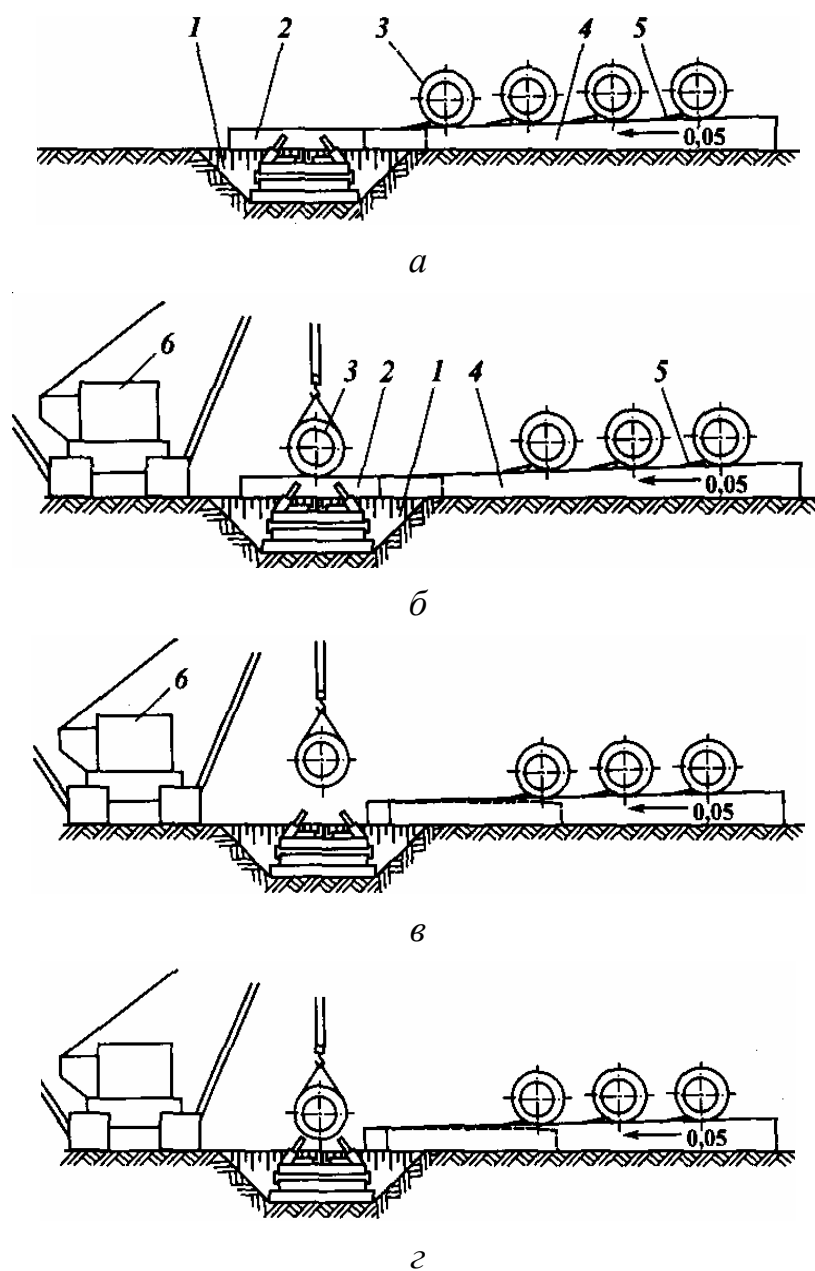


Рис. 23. Схема установки плети трубопровода на роликовую дорожку:
а, б, в, г — последовательные положения плети трубопровода: *1* — траншея; *2* — выдвигная балочная опора; *3* — плеть трубопровода; *4* — опора под плети трубопровода; *5* — стопорные башмаки; *6* — трубокладчик

На стапеле осуществляется монтаж и сварка бетонированных труб в плети. Плеть со стапеля перекачивается на балки-перегрузатели, которые одним концом шарнирно закреплены на стапеле, а вторым — подвешены с помощью отстропливающего устройства. Балки-перегрузатели расположены несколько выше роликовых опор. После отстропки устройства балка-перегрузатель поворачивается и плеть трубопровода опускается на роликовые опоры.

Приурезное спусковое устройство предназначено для уменьшения давления и, соответственно, сопротивления грунта перемещению трубопровода при его сходе с ближайшей к урезу роликовой опоры. Кроме того, это устройство уменьшает нагрузку на ближайшую к урезу роликовую опору. Приурезное спусковое устройство может быть выполнено в виде понтонов или рамной конструкции с дополнительными роликоопорами.

Протаскивание трубопровода по роликовой спусковой дорожке проводится в следующем порядке: первую плеть со стапеля перегружают на роликоопоры и протаскивают. Спусковая дорожка освобождается для перегрузки на роликоопоры второй плети. После пристыковки второй плети к первой, изоляции и бетонирования сварного стыка протаскивание возобновляется, затем аналогично пристыковывают и протаскивают остальные плети. В начале спусковой дорожки устанавливают тормозную лебедку, которая препятствует самопроизвольному движению плети трубопровода, гасит силы инерции при трогании трубопровода.

Рельсовые спусковые дорожки, как и роликовые, значительно уменьшают тяговые усилия при протаскивании берегового участка трубопровода. В отличие от роликовых, рельсовые дорожки позволяют протаскивать не только трубопроводы, имеющие гладкую поверхность (например, бетонированную), но и трубопроводы, оснащенные отдельными грузами и понтонами.

Существуют различные конструкции рельсовых дорожек: узкоколейные с двухосными и одноосными вагонетками, сборные рельсовые пути со специальным оборудованием для спуска трубопроводов.

Узкоколейную дорожку устраивают обычно прямолинейной в плане и горизонтальной или с незначительным уклоном в сторону водоема по профилю. Перед сборкой рельсовой дорожки проводят бульдозером планировку полосы грунта в створе перехода: срезают выступы, бугры, засыпают ямы и т. д. Один из важных элементов спуска — вывод вагонеток из-под трубопровода. Рекомендуется следующий способ. В конце пути устраивают приямок, в который сваливаются вагонетки. На другом конце приямка трубопровод уже опирается на грунт. Из приямка вагонетка сразу же вытаскивается автокраном. Для быстрого выполнения этой операции на подходящую к приямку вагонетку за специальную скобу крепится трос длиной 4...5 м с вагонами на концах. Как только вагонетка подходит

к приямку, второй вагон набрасывают на крюк крана, и свалившаяся в приямок вагонетка немедленно вытаскивается из него. С помощью второго троса в этот момент готовится к аналогичной операции следующая вагонетка. Опыт показывает, что описанным способом вагонетки удаляются из-под трубопровода без каких-либо осложнений. Можно применить и другой способ, когда вагонетки, не доходя до уреза воды, отводят по отводному рельсовому пути, а трубопровод продолжает двигаться прямолинейно, опираясь на остальном участке до уреза на катки или ролики.

В отечественной практике хорошо зарекомендовали себя вагонетки, разработанные СКБ «Газстроймашина». В состав комплекта оборудования входят: 500 м сборного рельсового пути, 25 тележек, понтонное и опорное устройства.

Трубопровод крепится к тележке с помощью подвески, которая позволяет автоматически отстроповать трубопровод при входе в воду. Тележка имеет положительную плавучесть и в конце спусковой дорожки, освободившись от трубопровода, всплывает и доставляется на берег.

Для протаскивания подводных трубопроводов применяется различное оборудование, а также машины и механизмы: тяговые лебедки, тракторы, бульдозеры, трубоукладчики и специальные механизмы.

При строительстве подводных переходов значительной протяженности, когда тяговые усилия достигают большой величины, применяются специальные лебедки, предназначенные для протаскивания трубопроводов.

В качестве примера рассмотрим лебедку ЛП 152 (рис. 24). Лебедка базируется на тяжеловозном прицепе и состоит из двигателя, трансмиссии, барабана, канатоукладчика, систем управления и якорения. Технические характеристики ЛП 152 приведены в табл. 1.



Рис. 24. Примерная схема работы лебедки ЛП152 с полиспастом усилием 300 т

Технические характеристики ЛП 152

Параметры	ЛП152
Тяговое усилие без полиспаста, кН (тс)	1470 (150)
Максим. тяговое усилие с полиспастом, кН (тс)	2940 (300)
Канатоемкость барабана, м	500
Скорость выбирания каната на усилия 50 тс, м/мин	8,8
Диаметр тягового каната, мм	61,5
Двигатель	
тип	Д-180
мощность, кВт (л. с.)	132 (180)
частота вращения, об./мин	1250
Габаритные размеры, мм:	
длина	9270
ширина	3200
высота	3640
Масса лебедки на прицепе (собственная), кг	34950
Масса лебедки на раме, кг	32030

Развитие техники для укладки подводных трубопроводов протаскиванием идет по двум направлениям: создание более мощных тяговых лебедок барабанного типа и разработка механизмов принципиально нового типа — значительно меньших габаритов и массы, обеспечивающих укладку трубопроводов большой протяженности. В обычных барабанных лебедках одновременно с созданием тягового усилия производится намотка троса на барабан. По мере намотки троса диаметр и масса барабана увеличиваются, а тяговое усилие при одном и том же крутящем моменте уменьшается. Это является нежелательным, поскольку во многих случаях максимальное тяговое усилие возникает в конце протаскивания трубопровода, а лебедка, полностью заполненная тросом, создает минимальное усилие.

3.2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ

Рассмотренный выше способ протаскивания предполагает, что строительство подводного трубопровода осуществляется в подводном положении. Достоинством этого метода является исключение воздействия на трубопровод волн, льда и, самое важное, необходимости искривлять трубопровод больше, чем это обусловлено релье-

фом дна. Это обеспечивает сохранность как самого трубопровода, так и защитных утяжеляющих покрытий. Однако применение способа протаскивания возможно не во всех случаях, на практике применяется другой способ строительства — укладка трубопроводов с поверхности воды. В ряде случаев этот способ является единственно возможным. Рассмотрим наиболее часто применяемые схемы укладки подводных трубопроводов с поверхности воды, предварительно отметив одно важное условие: в любом случае должна быть возможность размещения трубопровода на поверхности воды. Это может быть обеспечено выполнением одного из трех условий:

- а) трубопровод обладает положительной плавучестью;
- б) трубопровод обладает отрицательной плавучестью, но с помощью понтонов ему создается положительная плавучесть;
- в) трубопровод опускается на воду со специальных судов, называемых обычно трубоукладочными баржами.

При строительстве подводных трубопроводов на северных морях необходимо наличие свободной от льда поверхности воды. В противном случае укладка с поверхности воды становится невозможной.

Выполнение каждого из этих условий требует соответствующих технических средств и серьезных расчетных обоснований.

3.2.1. Укладка трубопроводов, обладающих положительной плавучестью

Этот способ был первым, с помощью которого начала осуществляться укладка подводных трубопроводов. На рис. 25 показана принципиальная схема укладки с поверхности воды трубопровода, обладающего положительной плавучестью.

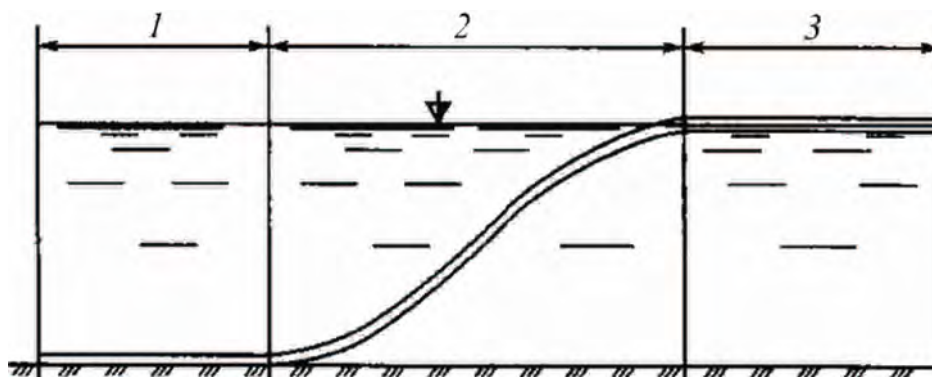


Рис. 25. Схема укладки трубопровода с поверхности воды: 1 — участок трубопровода, опущенного на дно; 2 — участок трубопровода в состоянии погружения; 3 — участок трубопровода, находящейся на поверхности воды

Для того чтобы трубопровод начал погружаться в воду, необходимо в какой-либо его части 2 создать отрицательную плавучесть. Начиная при этом погружаться, трубопровод образует так называемую переходную кривую, т. е. участок между плавающей частью трубы 3 и частью, опустившейся на дно водоема 1. Трубопровод на дне будет иметь отрицательную плавучесть, ее же будет иметь и часть переходной кривой. Длина переходной кривой зависит от характеристик трубы (I — момент инерции, F — площадь сечения стенки трубы, δ — толщина стенки), соотношения отрицательной и положительной плавучести, а также от глубины водоема на участке переходной кривой.

В конечном итоге, возможность укладки трубопровода методом свободного погружения определяется величиной напряжений, возникающих в наиболее опасном для прочности трубопровода месте изгиба.

3.2.2. Технологические схемы укладки подводных трубопроводов с поверхности воды без использования трубоукладочных судов и барж

Существует несколько схем укладки подводных трубопроводов с поверхности воды без использования трубоукладочных судов.

Схема 1. Укладка плавающего трубопровода с помощью заливки внутрь воды

В зависимости от длины трубопровода производится либо укладка сразу всего трубопровода, либо по частям, называемыми в практике плетями. Допустим, что общая длина трубопровода составляет 100 км; конечно, установить весь его в створе (так называют трассу, по которой должен быть уложен трубопровод) невозможно. Поэтому в створ выводятся участки (плетей) трубопровода, например, длиной по 1, 2, 5 или 10 км. Каждая из этих плетей укладывается на дно по трассе отдельно, начиная от берега. К ней присоединяется следующая плеть, потом еще одна, до укладки полной длины. Рассмотрим далее более подробно процесс укладки трубопровода с поверхности воды на дно.

Укладка способом свободного погружения с заливом в них воды применяется для трубопроводов, имеющих положительную плавучесть, которые в период эксплуатации всегда будут заполнены водой или нефтепродуктами и иметь отрицательную плавучесть.

Трубопровод заводят в створ и удерживают над подводной траншеей при помощи тросовых стяжек, после чего он погружается на дно при помощи заполнения водой через патрубок. Воздух, находящийся в трубопроводе, вытесняется через воздушные вентили (вантузы), устроенные на концах погружаемой плети. Вода в трубопроводе может закачиваться насосами. В начальный период погружения вода закачивается с меньшей подачей во избежание перелива воды в трубе и образования воздушных пробок, которые могут значительно затруднить укладку и явиться причиной излома трубы. При переливе воды в трубе участки, заполненные воздухом, всплывают, а заполненные водой погружаются. Для устранения перелива и образования начальной кривизны участок плети можно пригрузить. Закачивать воду с максимальной подачей насоса можно после образования трубопроводом участка переходной кривой или укладки части его на дно. Прежде чем принять решение о свободном погружении, необходимо рассчитать безопасную глубину для конкретного трубопровода. Иначе неизбежным становится излом трубы в каком-либо сечении в процессе укладки. Этого допускать нельзя.

Схема 2. Укладка трубопровода с поверхности воды с использованием понтонов

Максимальная глубина укладки трубопровода свободным погружением ограничивается величиной допустимого напряжения. Уменьшить максимальные напряжения в трубопроводе или увеличить глубину его укладки можно, применяя для этого разгружающие понтоны. При использовании разгружающих понтонов трубопровод получает положительную плавучесть за счет понтонов, а его укладка производится отстроповкой понтонов или заливом в них воды. Укладка трубопроводов с использованием понтонов может иметь различные схемы и применяется как для погружения газопроводов, так и нефтепродуктопроводов и водоводов.

Подводные газопроводы, по сравнению с нефтепроводами и водоводами, требуют значительного количества балласта, необходимого для обеспечения их устойчивости на сдвиг и всплытие, а поскольку газопроводы водой не заполняют, то для обеспечения положительной плавучести при установке в створ обычно оснащают понтонами.

Увеличение глубины погружения трубопроводов, имеющих значительную отрицательную плавучесть, можно достичь ступенчатой отстроповкой понтонов. Сначала плеть трубопровода оснащается понтонами первой группы или разгружающими понтонами,

основное назначение которых — уменьшение отрицательной плавучести трубопровода до необходимой расчетной величины. Затем плеть оснащается понтонами второй группы или погружающими понтонами для обеспечения минимальной расчетной положительной плавучести, достаточной для транспортировки и установки плети в створ. Понтоны каждой группы соединяются между собой. Трубопровод погружается отстроповкой понтонов второй группы или заполнением их водой (рис. 26). После укладки трубопровода на дно отсоединяются и понтоны первой группы.

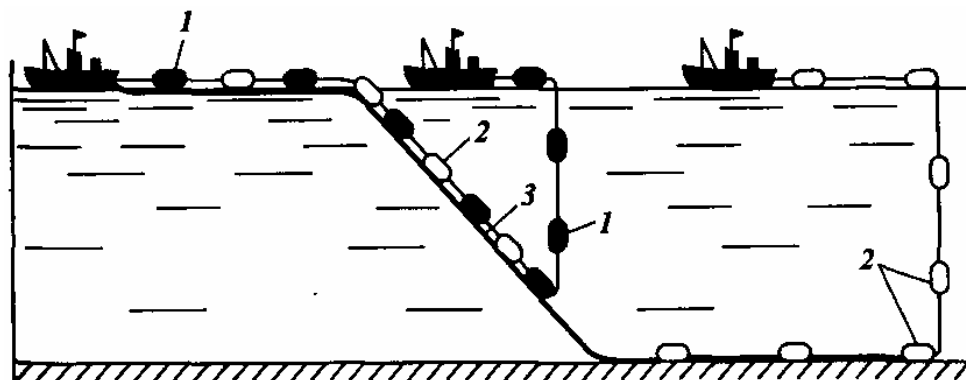


Рис. 26. Схема погружения трубопровода ступенчатой отстроповкой понтонов: 1 — понтоны второй группы; 2 — понтоны первой группы; 3 — трубопровод

Укладку нефтепродуктопроводов, водоводов и других трубопроводов можно осуществить по следующей схеме.

Трубопровод оснащают понтонами с таким расчетом, чтобы при его заполнении водой он имел минимальную положительную плавучесть. Укладку осуществляют отстроповкой понтонов или заливом их водой. Для увеличения глубины укладки в этой расчетной схеме можно использовать ступенчатую отстроповку понтонов.

Применение понтонов в некоторых случаях целесообразно и при укладке трубопроводов, имеющих положительную плавучесть до навески понтонов. Погружение таких трубопроводов осуществляется заливом воды в трубопровод.

Схема 3. Укладка трубопровода с использованием продольного натяжения

Одним из основных недостатков укладки свободным погружением является малая допустимая глубина погружения. В зависимости от диаметра трубопровода она может составлять 10...15 м, поскольку переходная кривая образуется при больших глубинах с недопустимо малыми радиусами кривизны трубы.

Увеличение глубины укладки подводных трубопроводов по схеме свободного погружения можно достичь не только регулированием положительной и отрицательной плавучести, но и созданием в трубопроводе продольного усилия. Продольные усилия уменьшают кривизну погружаемого трубопровода без значительного увеличения суммарного напряжения, поскольку напряжения от продольных сил в десятки раз меньше напряжений от поперечной нагрузки. Создание натяжения позволяет отказаться от оснащения трубопровода понтонами или дополнительной балластировкой, применяемых с целью увеличения глубины погружения, что значительно может снизить затраты труда, стоимость и сократить сроки укладки трубопровода.

Работы по укладке трубопровода с натяжением проводятся в следующем порядке: трубопровод 3 (рис. 27) заводят на плавучесть в створ, закрепляют на одном конце, например, на берегу с помощью анкерных устройств 1, 2, а другой конец закрепляется тросом 4 с лебедки 5, установленной на понтоне или буксире и, который, в свою очередь, удерживается якорным канатом 7 в заданном положении.

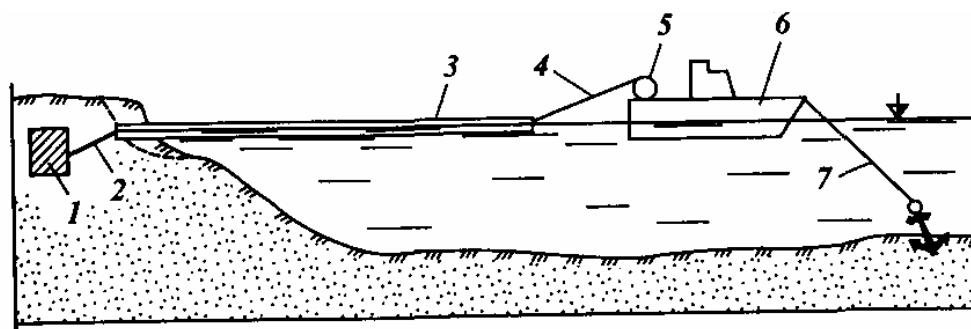


Рис. 27. Схема укладки подводного трубопровода с продольным натяжением: 1, 2 — анкерные устройства; 3 — трубопровод; 4 — трос; 5 — лебедка; 6 — судно; 7 — якорный канат

С помощью лебедки создают продольное натяжение трубопровода до значения H , при котором обеспечиваются напряжения в стенке труб, не превышающие контролируемых при требуемой глубине укладки, и погружают его заливом воды или отстроповкой понтонов.

3.2.3. Технологические схемы укладки подводных трубопроводов с использованием трубоукладочных судов и барж

Укладка подводных трубопроводов способом свободного погружения, даже с созданием в трубопроводе растягивающего усилия, не дает возможности выполнить укладку трубопровода

на глубину более 10...15 м. Потребовались такие способы укладки, которые позволили бы укладывать трубопроводы практически на любые глубины.

В настоящее время имеются примеры укладки трубопроводов на глубину более 2 км. Например, на такую глубину был уложен газопровод Россия — Турция через Черное море. Обычной стала укладка на глубины более 100 м. Далее приводятся технологические схемы при укладке трубопроводов на большие глубины ($h > 20$ м).

Под термином «суда» понимаются виды плавающих (самоходных и несамоходных) судов, с помощью которых можно создать условия в напряженном состоянии трубопровода.

В процессе укладки используются следующие виды судов:

буксиры, с помощью которых осуществляется перемещение по поверхности воды различных плавающих объектов (труб, понтонов, несамоходных барж и др.);

суда для оснащения трубопровода разгружающими понтонами, подъемная сила которых регулируется с поверхности воды и не зависит от изменения глубины погружения понтонов;

оснащенные специальными барабанами для намотки трубопровода;

с так называемыми «рампами», обеспечивающими необходимый при укладке наклон конца трубопровода к горизонту;

оборудованные специальными направляющими спусковыми дорожками, называемыми «стрингерами» или «стингерами», которые обеспечивают формирование необходимого положения переходного (от поверхности воды до дна) участка укладываемого трубопровода;

с кранами большой грузоподъемности;

для выполнения подводно-технических работ (разработка траншей, водолазные работы, перемещение грузов в подводном положении);

оборудованные лебедками большой грузоподъемности для создания продольного усилия в трубопроводе;

обеспечивающие соединение длинномерных плетей труб в надводном положении.

Рассмотрим далее некоторые технологические схемы укладки подводных трубопроводов с помощью различных судов.

Схема 1. Укладка трубопровода с помощью судна, оборудованного барабаном, на который намотан участок трубопровода

На практике по данной схеме укладываются трубопроводы диаметром до 600 мм. На рис. 28 показана схема баржи с горизонтальным расположением барабана, на рис. 29 — с вертикальным.

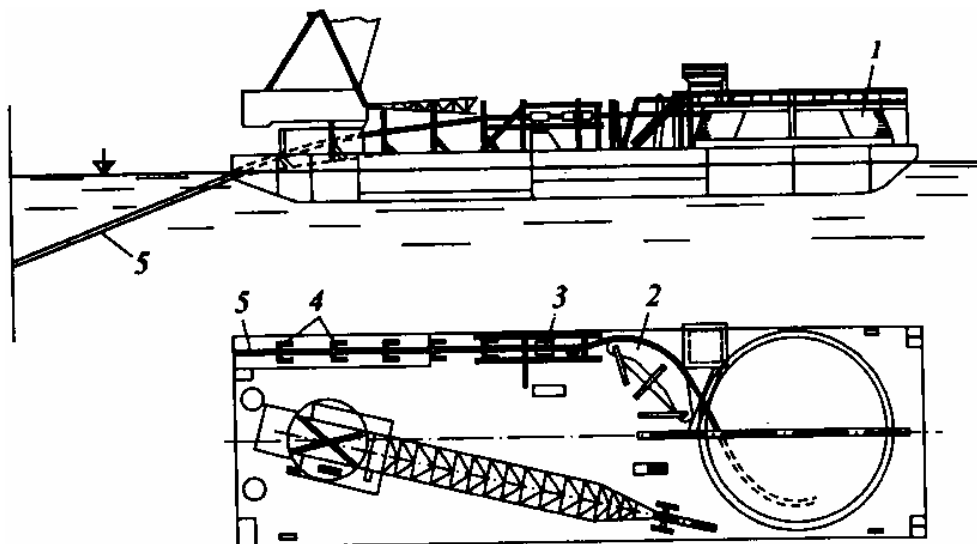


Рис. 28. Трубоукладочное судно с горизонтально расположенным барабаном: 1 — барабан; 2 — выпрямляющее устройство; 3 — натяжное устройство; 4 — роликовые опоры; 5 — трубопровод

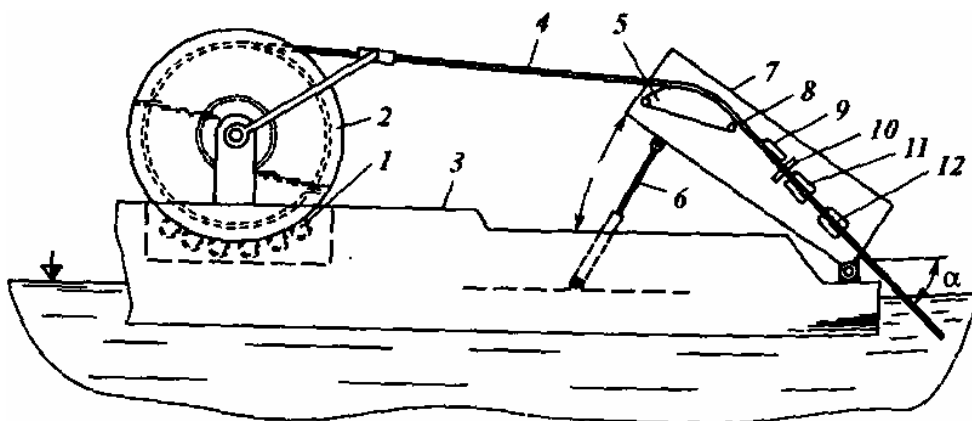


Рис. 29. Конструкция трубоукладочной баржи с вертикально расположенным барабаном: 1 — электродвигатели; 2 — барабан; 3 — трубоукладочная баржа; 4 — трубопровод; 5 — шаблон; 6 — домкрат; 7 — направляющее устройство; 8 — точка схода трубопровода с шаблона; 9, 10 — выпрямляющее устройство; 11, 12 — роликовые опоры

Впервые судно с барабаном было использовано при укладке трубопровода диаметром 75 мм в 1944 г. для перекачки горючего при высадке десанта в Нормандии. Однако действительно важным этапом в применении этой схемы можно считать укладку трубопроводов диаметром 190...300 мм в Северном море на глубину 150 м.

По схеме 1 выполняются следующие технологические операции:

1. На береговой базе свариваются и подготавливаются к укладке плети трубопровода, которые будут наматываться на барабан.

2. Плетки испытывают физическими методами контроля и внутренним давлением, при которых возможно его погружение практически на любую глубину.

3. Плетки наматываются на специальные катушки, установленные на береговой площадке.

4. Баржа проходит к причалу, сооруженному на берегу рядом с площадкой.

5. После подхода трубоукладочной баржи к строительной площадке трубопровод сматывают с катушки на барабан судна.

6. Баржа с намотанным на барабан трубопроводом с помощью буксира (или самостоятельно, если она самоходная) направляется к месту, где находится конец укладываемого трубопровода.

7. Конец трубопровода на барабане соединяют с ранее уложенным участком трубопровода, а в начальной стадии укладки — прикрепляют к заранее подготовленной анкерной системе.

Таким образом, при каждом рейсе трубоукладочной баржи происходит наращивание подводного трубопровода на длину плетки, намотанной на барабан. Как было уже отмечено, барабан может размещаться в двух положениях: горизонтальном и вертикальном.

Барабаны с намотанными трубопроводами можно устанавливать на буровых судах, что позволяет выполнять прокладку трубопроводов между скважинами и платформами непосредственно с буровых судов без использования специальных барж.

Схема 2. Укладка трубопровода с помощью специализированных судов

Такие суда в практике морского трубоукладочного строительства называют «трубоукладочное судно» или «трубоукладочная баржа». Такое судно обладает большим числом различных агрегатов, обеспечивающих выполнение всех необходимых операций, связанных с укладкой трубопроводов практически на любую глубину. Основное препятствие при укладке трубопровода — возможность возникновения чрезмерных напряжений в материале труб в пределах переходной кривой. Поэтому при использовании трубоукладочных судов

в первую очередь создаются такие формы переходной кривой, при которых обеспечиваются напряжения меньше контролирующих в любом сечении переходной кривой. Это условие имеет простейший вид

$$\sigma < \sigma_k, \quad (1)$$

где σ_k — контролирующее напряжение.

На рис. 30 показаны некоторые из возможных форм переходных кривых, создаваемых с помощью трубоукладочных судов, а также дополнительных технических средств (рампы, стингеры, понтоны, поддерживающие системы и т. п.). Кроме того, используются возможности влияния на форму переходной кривой соотношения отрицательной p и положительной d плавучестей.

Кривая на рис. 30, *а*, называется *S*-образной (O — точка перегиба); кривая на рис. 30, *б* — кривая с прямым верхним участком, начиная от точки O под углом α ; кривая на рис. 30, *в* — *J*-образная кривая с выходом на поверхность под углом $\alpha = 90^\circ$. Наибольшая глубина укладки достигается при укладке по схеме рис. 30, *б*.

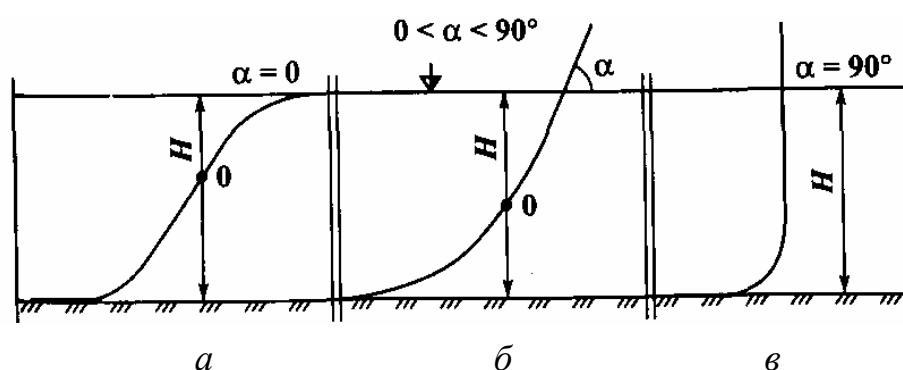


Рис. 30. Схемы переходных участков трубопроводов при укладке с поверхности воды: H — глубина укладки трубопровода; α — угол входа трубопровода под воду

Рассмотрим последовательно все случаи укладки для этой схемы.

1. Технология укладки заключается в наращивании трубопровода с последовательной сваркой секций труб (см. рис. 30, *а*). Сварка в нитку и все работы по сооружению трубопровода выполняются на наклонном участке палубы (пандусе), оборудованном роликовыми опорами, который одновременно является спусковым устройством. Укладка на небольших глубинах осуществляется непосредственно с криволинейного спускового устройства без применения стрингеров.

При укладке трубопровода наибольшие напряжения возникают на участке трубы, находящейся между кормой судна и дном моря. Для ограничения этих напряжений трубоукладочные суда оборудуются

стрингерами, поддерживающими опускаемый трубопровод при сходе его с кормы судна, и устройствами для создания натяжения в опускаемом трубопроводе (рис. 31, 32). Опускаемый в воду трубопровод принимает форму S-образной кривой (переходная кривая). Наибольшие напряжения могут возникнуть на выпуклом или вогнутом участках S-образной кривой.

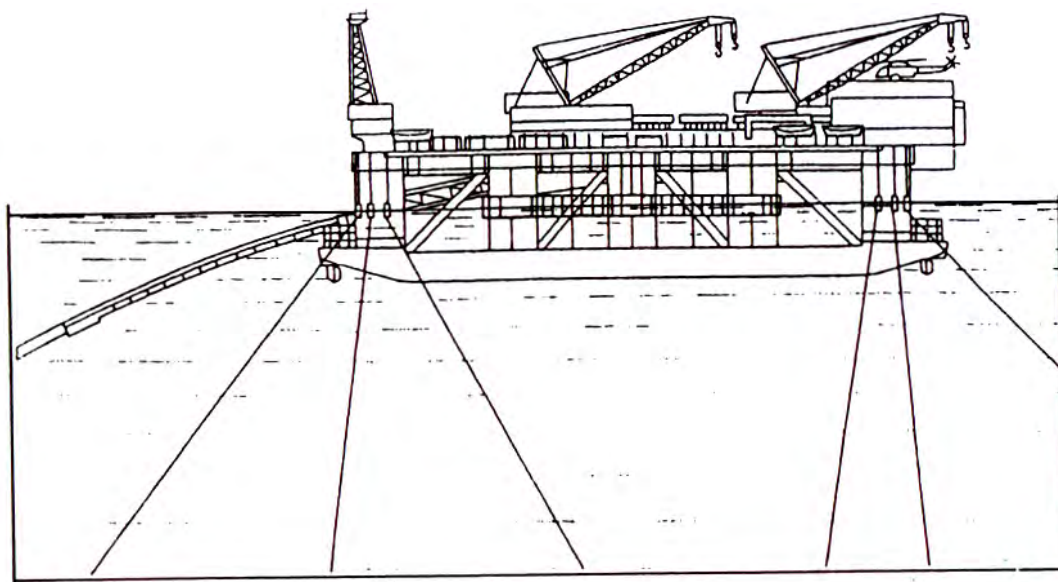


Рис. 31. Схема трубоукладочной баржи «Касторо», оборудованной стингером изменяющейся формы и длины

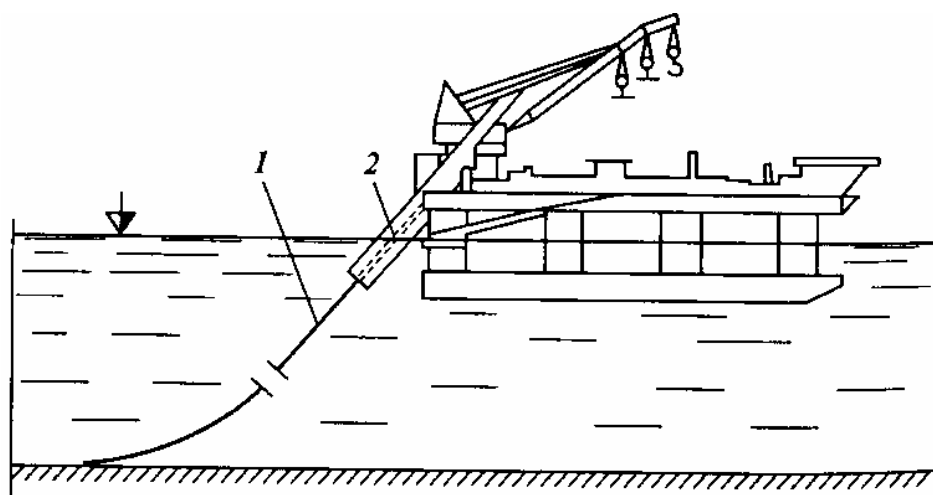


Рис. 32. Схема трубоукладочного судна, оборудованного спусковой рампой: 1 — трубопровод; 2 — наклонная спусковая рампа

Напряжения на вогнутом участке регулируются с помощью натяжных устройств, а напряжения на выпуклом участке ограничиваются стрингером, форма которого может изменяться в процессе укладки трубопровода.

С увеличением глубины укладки и диаметра трубопровода возрастает сложность инженерных задач, которые необходимо решать при строительстве. Значительно повышаются требования к технологии укладки. Неудовлетворительная организация работ может привести к повреждению трубопровода и к простоям трубоукладочного судна (рис. 33).

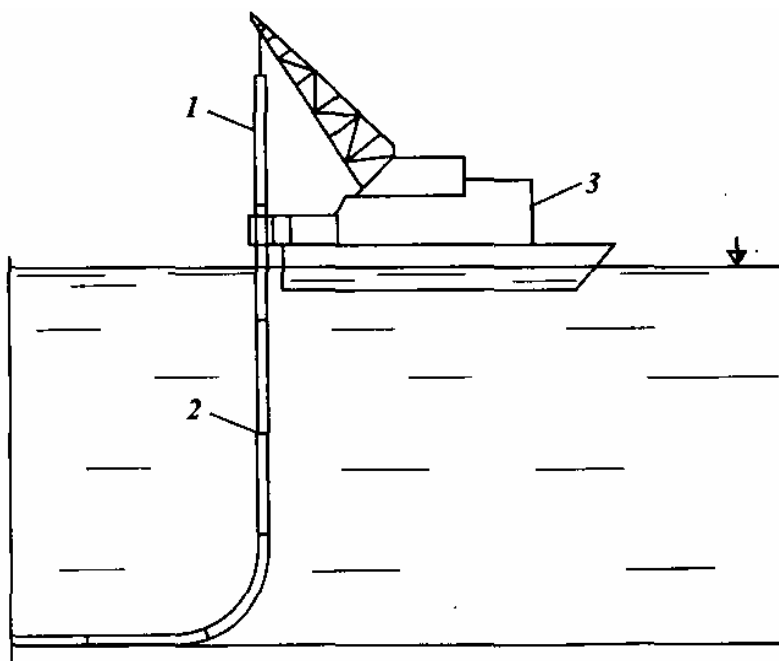


Рис. 33. Схема укладки трубопровода на большой глубине: 1 — трубопровод; 2 — стыки соединения секций; 3 — трубоукладочное судно

Схема 3. Укладка с использованием длинномерных плетей

В практике трубопроводного строительства установилось довольно четкое разграничение понятий, связанных с длиной отдельных участков труб, соединяемых в трубопровод. Под трубой понимается отдельная труба, выпускаемая на специализированных заводах. Трубы могут быть короткими (длина около 6 м), средними (10...12 м) и длинными (до 24 м). Конечно, для строительства в полевых условиях наиболее удобными являются длинные трубы, так как их использование существенно уменьшает количество сварных соединений. Участки труб, состоящие из 2—3 труб, общей длиной 30...40 м называют «секциями» или «звеньями», а участки большей длины называют «плетями». Их длина может достигать даже 1...2 км. Таким образом, плети могут быть малой длины (200...250 м), средней (до 500 м) и большой длины (более 500 м) (длинномерные).

При укладке подводных трубопроводов, особенно при глубинах, не позволяющих укладывать трубы методом свободного погружения, используют, как правило, длинномерные плети.

Укладка трубопровода из длинномерных плетей включает следующие основные операции: подготовка плетей на береговой базе, спуск плетей на воду, доставка плетей к месту укладки, присоединение доставленных плетей к концу уже уложенного на дно трубопровода, опускание плети на дно. Укладка подводного трубопровода производится последовательным наращиванием плетей.

Стрингер выпрямляется по мере схода с него трубопровода. Последовательные этапы погружения трубопровода приведены на рис. 34, а—д.

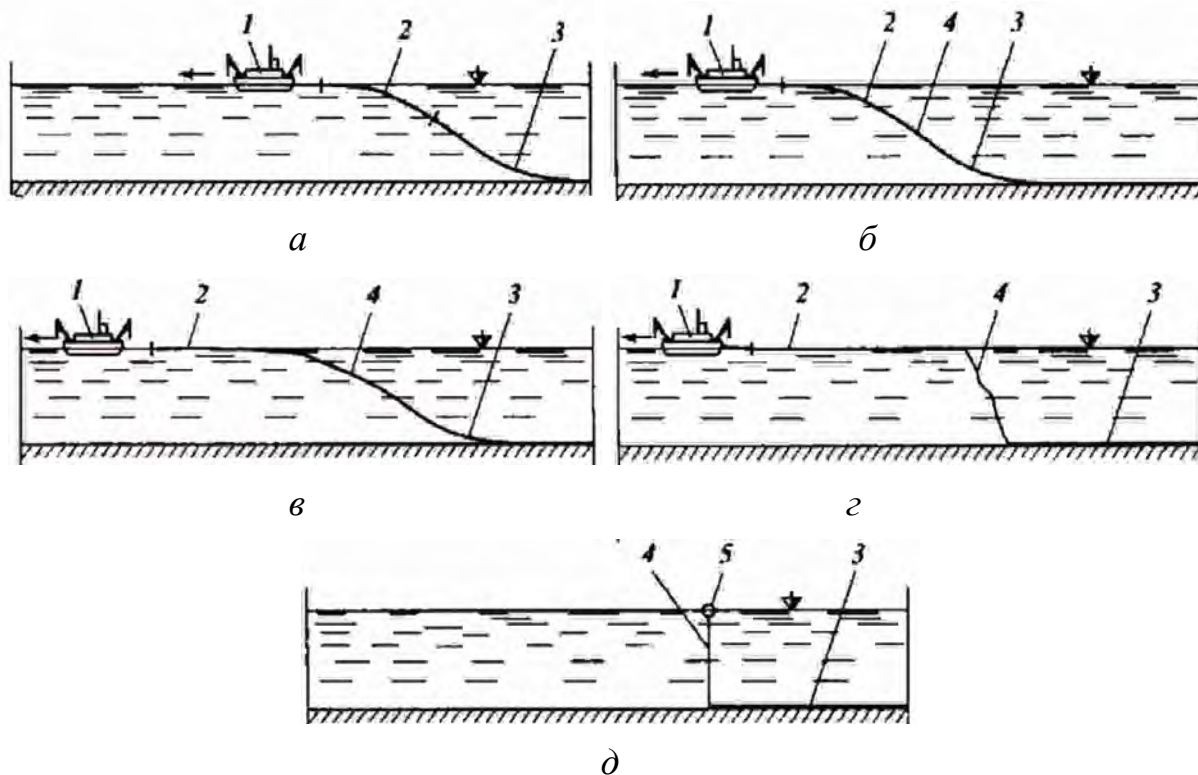


Рис. 34. Схемы опускания трубопровода с баржи, оборудованной стрингером: а — начальная стадия укладки трубопровода; б — опускание трубопровода с помощью тягового троса; в — отсоединение укладываемого трубопровода от баржи; г — завершение укладки плети трубопровода на дно; д — фиксация тягового троса бумом на поверхности воды: 1 — трубоукладочная баржа; 2 — стрингер; 3 — трубопровод; 4 — тяговой трос; 5 — буй

Подъем плети трубопровода осуществляется в обратной последовательности. Подъем трубопровода со дна водоемов глубиной 30...40 м можно осуществлять с помощью плавучих кранов без использования барж, а в зимнее время — с помощью лебедок, расположенных на льду. Для подъема с больших глубин (100 м и более)

или при большой отрицательной плавучести трубопровода необходимо прикладывать не только вертикальные подъемные силы, но и растягивающую.

В США предложен один из вариантов такого подъема трубопровода для удаления поврежденного участка трубы (рис. 35).

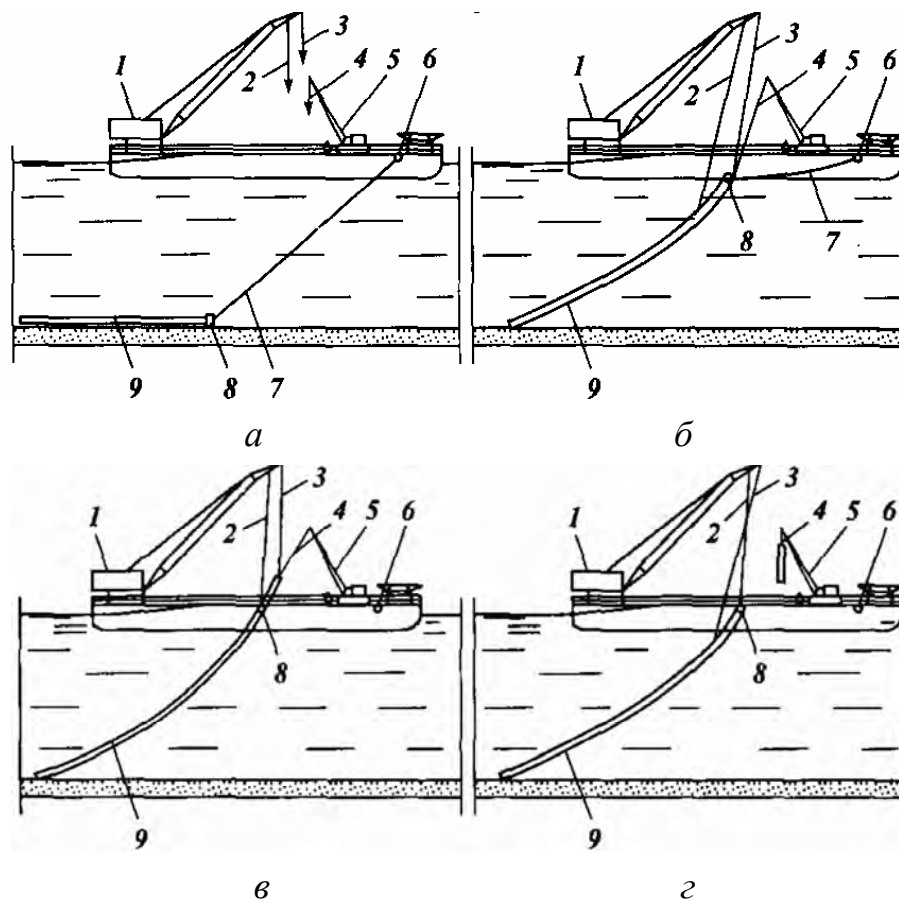


Рис. 35. Схема подъема концевой участка трубопровода: *а* — исходное положение для подъема трубопровода; *б* — начальная стадия подъема трубопровода; *в* — подъем трубопровода на баржу; *г* — удаление поврежденного участка трубопровода: 1 — стационарный кран; 2, 3 — тросы стационарного крана; 4 — трос самоходного крана; 5 — самоходный кран; 6 — лебедка; 7 — тяговый трос; 8 — оголовок; 9 — трубопровод

Для подъема плети трубопровода рекомендуется применять лебедку *б* с регулируемым усилием натяжения в сочетании со стационарными *1* и самоходными *5* кранами.

Схема 4. Укладка трубопровода конструкции «труба в трубе»

Технологическая схема работ по изготовлению и укладке трубопровода на дно включает следующие операции: подготовка двухтрубной конструкции (плетей) на береговой площадке; заполнение межтрубного пространства цементно-песчаным раствором; спуск плетей на воду и буксировка их к месту укладки; пристыковка

доставленных плетей к уже уложенному на дно участку трубопровода. Приведем далее полное описание этих элементов технологии строительства подводного трубопровода.

1. Подготовка плетей. На стапеле сваривают секции (плети) внутреннего и внешнего трубопровода. Плетей делают длиной 150...200 м. Внутренняя труба покрывается одним слоем специального лака или иного защитного покрытия (тоже одним слоем). Затем в наружную трубу вставляют трубу меньшего диаметра. Внутренняя труба оснащается специальными насадками, удерживающими ее в необходимом положении (оси обеих труб совпадают).

2. Заполнение межтрубного пространства раствором может производиться как на береговой площадке, так и на плаву после установки очередной плети к уже уложенному участку трубопровода. Перед заполнением раствором концы плети закрывают заглушками 1 и 2, которые удаляются при стыковке плети в море с уже уложенной трубой (рис. 36).

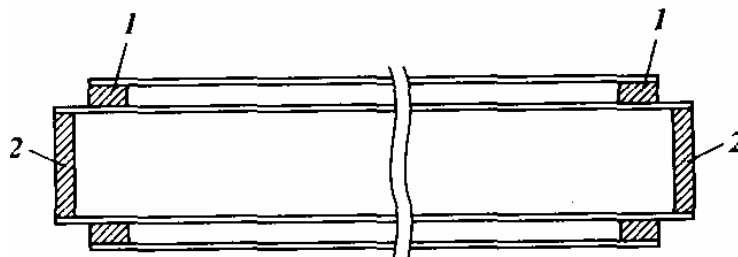


Рис. 36. Конструктивное оформление трубопровода «труба в трубе»: 1, 2 — заглушки

По мере заполнения межтрубного пространства трубопровод погружается в воду, опускаясь на дно (рис. 37).

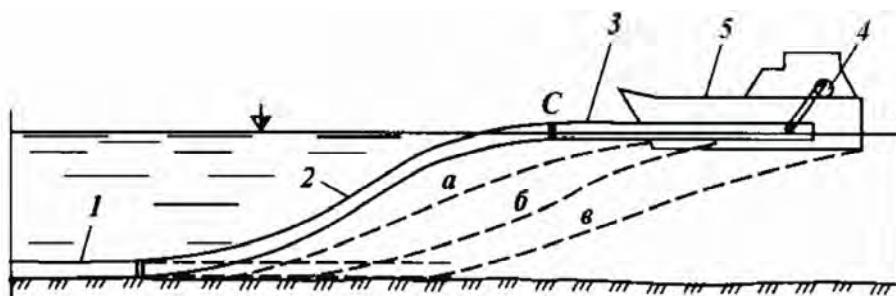


Рис. 37. Схема погружения двухтрубной конструкции по мере заполнения цементно-песчаным раствором: а, б, в — этапы погружения: 1 — участок, полностью заполненный раствором; 2 — переходная кривая; 3 — плеть; 4 — насос; 5 — судно

На поверхности воды находится конец трубопровода, состоящий из участка 1, полностью заполненного раствором, и участка 2 — переходной кривой, не заполненная раствором. К стыку С

приваривается (или присоединяется иным способом) плеть 3, после чего с судна 5 насосом 4 закачивается жидкий раствор, и труба постепенно погружается в воду (позиции *а*, *б*, *в*). При этом должны быть предприняты все необходимые меры для создания безопасности кривой изгиба переходного участка.

3. Пристыковка плетей к ранее уложенному трубопроводу. Описанные методы стыковки плетей требуют подъема концов труб на довольно большую высоту. Для двухтрубной конструкции такой подъем весьма сложен. Поэтому был разработан способ и устройство, позволяющее осуществить стыковку без подъема концов плетей с поверхности воды (рис. 38).

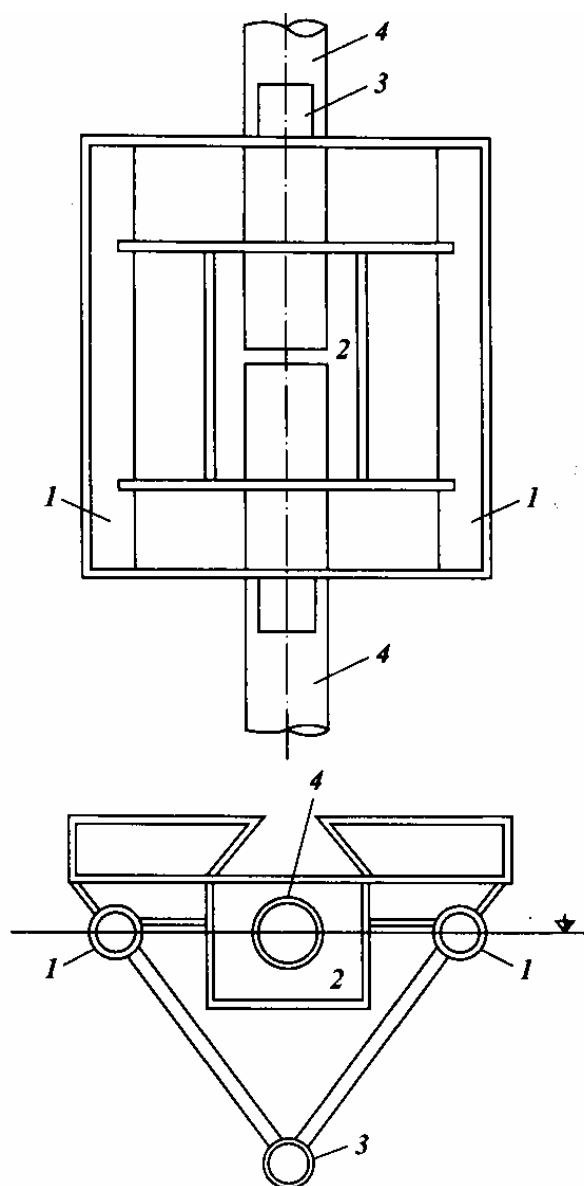


Рис. 38. Конструкция стыковочной камеры: 1, 3 — трубы, обеспечивающие плавучесть; 2 — осушаемая стыковочная камера; 4 — соединяемые плети

Плети крепятся специальными крепежными цепями (не тросами). С помощью этих цепей, а также стягивающих приспособлений устанавливается устойчивое состояние зазора между кромками труб. Сваривается сначала внутренняя (главная) труба, а затем после проверки качества стыка — наружная.

3.3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ ГОРИЗОНТАЛЬНО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Метод горизонтально направленного бурения (ГНБ) (на сегодняшний день являющийся наиболее эффективным способом прокладки коммуникаций различного назначения) появился в начале 70-х гг. XX в. и успешно используется в строительстве, имеет геотехническое применение, а также является самым экологичным методом антропологического вторжения в недра земли. Трудно переоценить и экономическое преимущество метода ГНБ.

В любом из аспектов своего применения ГНБ подразумевает закрытый способ производства работ: выпуск скважины в одной точке и выход в другой. Диаметр и длина скважины зависят от цели и задач проекта. Основным преимуществом данного метода является возможность обхода водных объектов без вскрытия грунта.

Технология ГНБ (его еще называют бестраншейным бурением) получила широкое распространение во всем мире. Горизонтальное бурение используется для экономически выгодного и быстрого прокладывания трубопроводов и различных инженерных коммуникаций без нарушения природного ландшафта, минуя любые наземные преграды.

Горизонтально направленное бурение уникально возможностью управления процессом, изменением при необходимости направления прокладки трубопроводов, огибанием действующих или покинутых коммуникаций и прочих препятствий. Очевидными преимуществами ГНБ является скорость выполнения работ, возможность прокладывания труб при сохранении ландшафта, преодоления сложных гидрогеологических условий, а также высокая степень точности.

Точность метода ГНБ обеспечивается работой локационной системы установки ГНБ. Приемно-передающая локационная система предназначена для определения координат местонахождения буровой

лопатки и состоит из первичного преобразователя-передатчика, расположенного в ложементе крепления буровой лопатки, переносного локатора с дисплеем и дублирующего информационного пульта на рабочем месте оператора машины для прокладки ГНБ.

В процессе ГНБ оператор постоянно отслеживает положение буровой лопатки по трем координатам — пройденному расстоянию, глубине нахождения инструмента и углу атаки. Все данные оперативно передаются на информационный пульт оператора направленного бурения.

Машина для направленного горизонтального бурения устанавливается на небольшом расстоянии от прокола ГНБ. Это расстояние определяется размером самой установки, углом входа бурового инструмента и составляет обычно от 1 до 6 м. Агрегат фиксируется на поверхности при помощи анкерного соединения.

Первый этап бурения методом ГНБ — прокладывание пилотной скважины (рис. 39). С этой целью намечается трасса и определяются участки под площадки с оборудованием и трубами для затягивания в буровой канал. Перед ГНБ проколом производится калибровка звукового локатора, чтобы обеспечить возможность его отслеживания на всей траектории прохождения.



Рис. 39. Бурение пилотной скважины методом ГНБ

Помещенная в стартовом котловане установка ГНБ осуществляет на первом этапе бурение пилотной скважины. Вслед за буровой головкой на первой штанге в скважину поочередно подсоединяются одна за другой последующие буровые штанги, строение которых позволяет подавать буровой раствор в буровую головку для прохода грунтов различной сложности. Согласно заданным координатам, выход пилотной скважины осуществляется в заданной точке в конечном котловане.

По окончании пилотного бурения буровая головка с буровым инструментом выходит на поверхность и заменяется на вращающийся риммер-расширитель, который протягивается через готовую скважину, расширяя канал. Поскольку диаметр нитки трубопровода согласно проектам имеет самый широкий диапазон, расширение пилотной скважины может осуществляться как единой, так и в несколько заходов (рис. 40).

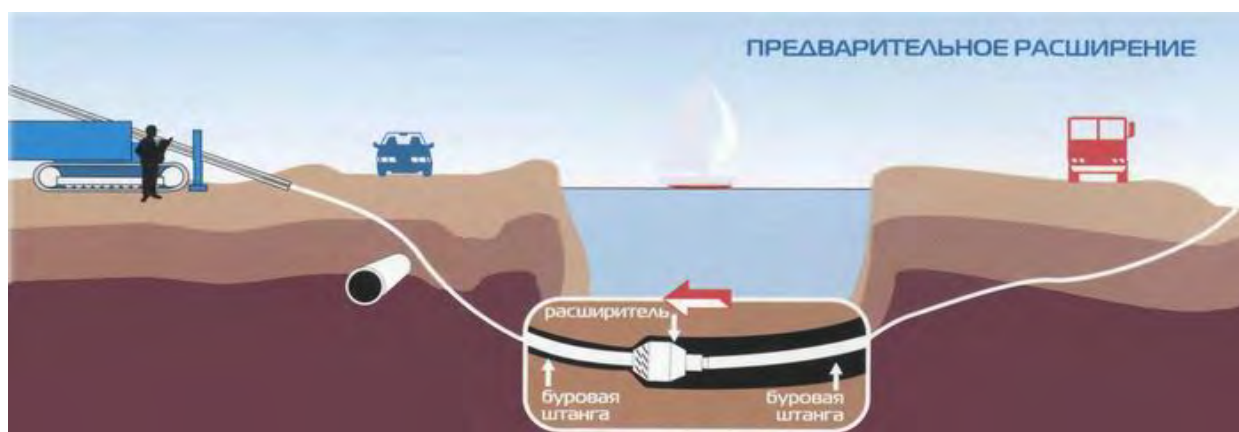


Рис. 40. Расширение пилотной скважины до проектного диаметра

По достижению необходимого диаметра в подготовленное буровое отверстие затягивается труба (рис. 41).

Прокладка методом ГНБ позволяет устанавливать как полиэтиленовые, так и стальные трубы.



Рис. 41. Протягивание трубопровода в скважину

Диапазон применения техники горизонтально направленного бурения постоянно расширяется. Интересен такой аспект применения техники ГНБ, как прокладка новых труб внутри уже существующей нитки трубопровода.

Исходя из задач и масштаба проекта, осуществляется выбор установки ГНБ для производства работ. На сегодняшний день линейка буровых установок начинается от машин с силой протяжки 8 т и заканчивается 600-тонными макси-установками.

К достоинствам ГНБ можно отнести оперативность, экономичность, обхождение наземных искусственных и естественных препятствий, быструю окупаемость. Горизонтально направленное бурение, таким образом, является на сегодняшний день самым рациональным решением проблем, связанных с прокладыванием подземных трубопроводов.

4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТРАСС ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Выбор трассы трубопровода через водные преграды — один из наиболее ответственных этапов работ.

Трассу подводного трубопровода следует намечать с учетом: генерального направления трассы магистрального трубопровода; состояния водной преграды (типа руслового процесса, ширины и глубины водной преграды, водного режима, состояния берегового склона, геологического строения русла и т. д.);

сроков строительства переходов;

объемов подводных земляных работ;

технических возможностей строительных организаций;

условий размещения строительных площадок и производства основных работ;

обеспечения условий надежности сооружения за весь период его эксплуатации.

При определении трассы подводного трубопровода в районах Крайнего Севера необходимо учитывать условия, определяемые суровым климатом, наличием многолетнемерзлых грунтов на пойменных и береговых участках подводного трубопровода, образованием оползневых явлений на береговых участках (солифлюкция), образованием сезонных наледей в результате выхода на поверхность и замерзания грунтовых вод, промерзанием рек на значительную глубину или до дна, образованием заторов льда и его перемещением на пойме и т. д. Наличие наледей в районе строительства подводного трубопровода затрудняет движение строительных механизмов и проведение работ, а при эксплуатации — контроль за их состоянием. Нежелательны ледовые явления (заторы, торосы),

которые способствуют развитию интенсивных деформаций на русловых, береговых и пойменных участках водной преграды. Врезание льдин в грунт может привести в дальнейшем к повреждению заглубленного трубопровода. Наиболее благоприятными геологическими условиями для строительства переходов трубопроводов через водные преграды в районах распространения многолетнемерзлых грунтов являются распространение обломочных, гравийно-галечниковых и песчаных отложений, наличие грунтов с малым содержанием льда, отсутствие мерзлотных процессов и скоплений подземного льда и глубокое залегание грунтовых вод.

Окончательный выбор трассы подводного трубопровода осуществляется специализированной проектной организацией после проведения полного комплекса гидрологических, морфологических, геологических и геокриологических (в районах многолетнемерзлых грунтов) изысканий. Выбранные трассы согласовывают с заинтересованными организациями, а затем проектная организация представляет их на утверждение заказчику.

Требования к трассе трубопровода:

1. Трасса подводного трубопровода определяется необходимостью его подключения к технологическим сооружениям с учетом требований безопасности существующих коммуникаций при строительстве трубопровода, а также минимального гидродинамического воздействия при эксплуатации трубопровода.

2. Трасса трубопровода должна быть согласована с гидрографической службой водного бассейна и другими заинтересованными организациями.

3. Удаление трассы трубопровода от морских гидротехнических сооружений должно составлять не менее 100 м.

4. При укладке трубопровода параллельно ранее уложенному, расстояние между ними проектируется с учетом способа прокладки, грунтовых условий дна, глубины моря, направления ветра, волн, течений при строительстве трубопровода и т. д. (не менее 15 м).

При одновременной укладке двух или более трубопроводов расстояние между ними назначается из условий возможности производства их ремонта.

5. При прохождении трассы трубопровода в районе воздушной линии электропередачи (ЛЭП) трасса должна быть удалена от опор ЛЭП на расстояние высоты опоры плюс десять метров.

6. Пересечение трассы трубопровода с подводными коммуникациями и трубопроводами допускается при принятии мер, обеспечивающих их сохранность в процессе строительства и эксплуатации.

Расстояние по вертикали между пересекающимися трубопроводами в свету должно быть не менее 1 м. В зависимости от грунтовых условий ранее уложенный трубопровод должен быть дополнительно заглублен в месте пересечения или новый трубопровод проложен на соответствующей подстилке.

7. Наименьший радиус кривизны трассы должен быть не менее допустимого предельного радиуса изгиба трубопровода, определенного расчетом на прочность и устойчивость положения трубопровода и стенок труб под воздействием совокупности статических, динамических и температурных нагрузок.

5. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. СВАРОЧНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Одним из важнейших вопросов при строительстве как сухопутных, так и подводных трубопроводов является соединение отдельных труб, секций труб, а также длинных плетей в так называемую нитку.

Сварка и контроль сварных соединений производятся в соответствии с указаниями СНиП III-42—80 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ». Сварочные материалы должны отвечать требованиям СНиП II-45—75 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

При выполнении сварочно-монтажных работ на подводных переходах трубопроводов используют преимущественно те же методы сварки, что и для линейного строительства. Соединение труб на суше выполняется, в основном, с помощью автоматической и ручной сварки или с применением специальных трубосварочных комплексов. Однако при строительстве подводных трубопроводов соединение труб под водой — очень сложная технологическая операция. Поэтому при любом способе укладки подводных трубопроводов соединение труб, секций и плетей производится над поверхностью воды, а уже затем трубопровод опускается на дно. Снятие фасок на трубах выполняется непосредственно перед сваркой из-за повышенной коррозии стали в морских условиях. Для этого береговые базы и трубоукладочные баржи оснащаются машинами для обработки кромок труб. При сварке трубопровода на трубоукладочной барже рекомендуется удалять центратор лишь

после наложения корневого и первого слоя сварного шва — это связано с возможностью продольной подвижки трубопровода на роликовой дорожке баржи. Для обеспечения требуемого качества стыковки сварных соединений труб большого диаметра (600...300 мм) рекомендуются: применение в качестве материала труб из сталей с содержанием углерода не более 0,15 %; смещение стыков труб при сборке не более чем на 2,4 мм; выполнение подварочного слоя без охлаждения корневого слоя шва.

Однако в связи с разработкой подводной технологии обустройства подводных месторождений, особенно при больших глубинах, чрезвычайно важной и сложной стала проблема соединения различных трубопроводов как в нитку, так и с технологическими модулями и скважинами. Подводное соединение труб сваркой исключено. Поэтому были разработаны методы соединения, не использующие сварку. Конечно, это потребовало создания сложных конструкций, которые без присутствия человека (даже в скафандре) могли бы осуществить стыковку. Эта операция оказалась похожей на стыковку спутников в космосе как по методике, так и по сложности.

Охарактеризуем основные конструктивные схемы соединяющих устройств.

На глубинах, на которых имеется возможность использования водолазов в тяжелом снаряжении, защищающем водолаза от механических воздействий, применяют муфтовые соединения труб (рис. 42). Муфты применяются как при горизонтальном, так и вертикальном положении труб.

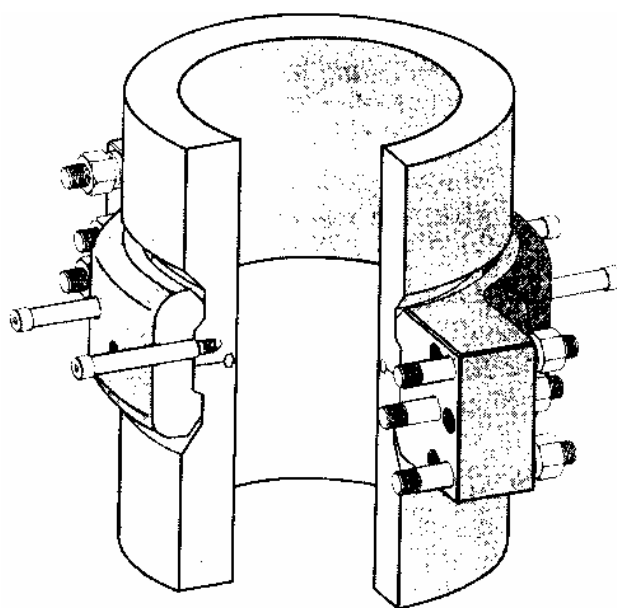


Рис. 42. Муфтовое соединение труб

Для соединения труб без использования водолазов применяются так называемые цанговые соединения (рис. 43). Такое соединение имеет довольно сложную конструкцию. При соединении труб так называемые цанги сначала сжимаются, а после соединения расправляются и как бы защелкивают обе трубы. Соединение получается очень прочным и герметичным за счет специальной конфигурации соединяемых концов труб. Для обеспечения соосности труб используются тросовые стягивающие устройства.

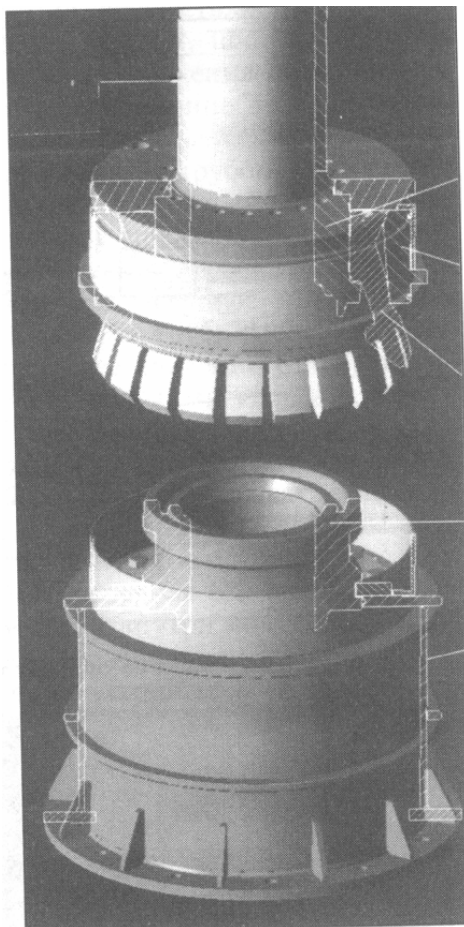


Рис. 43. Цанговое соединение труб

Для подсоединения линий труб к вертикальным приемным патрубкам заранее (в заводских условиях) подготавливаются формы линий. Затем они опускаются к месту установки и соединяются с патрубками с помощью цанговых устройств.

Управление процессом соединения осуществляется с помощью подводных телекамер. По изображениям производится корректировка положения соединяемых труб, захватывание их концов и стягивание до защелкивания цанговых элементов.

5.2. ЗАЩИТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Транспортировка нефти, газа и нефтепродуктов по трубопроводам является наиболее эффективным и безопасным способом их транспортировки на значительные расстояния. Этим способом доставки нефти и газа от районов их добычи к потребителям пользуются уже более 100 лет. Долговечность и безаварийность работы трубопроводов напрямую зависит от эффективности их противокоррозионной защиты. Для сведения к минимуму риска коррозионных повреждений трубопроводы защищают антикоррозионными покрытиями и дополнительно средствами электрохимзащиты (ЭХЗ). При этом изоляционные покрытия обеспечивают первичную (пассивную) защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию диффузионного барьера, через который затрудняется доступ к металлу коррозионноактивных агентов (воды, кислорода воздуха). При появлении в покрытии дефектов предусматривается система катодной защиты трубопроводов — активная защита от коррозии.

Для того чтобы защитное покрытие эффективно выполняло свои функции, оно должно удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются: низкая влажнокислородопроницаемость, высокие механические характеристики, высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали, стойкость к катодному отслаиванию, хорошие диэлектрические характеристики, устойчивость покрытия к ультрафиолету и тепловому старению. Изоляционные покрытия должны выполнять свои функции в широком интервале температур строительства и эксплуатации трубопроводов, обеспечивая их защиту от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации.

История применения защитных покрытий трубопроводов насчитывает более 100 лет, однако до сих пор не все вопросы в этой области благополучно решены. С одной стороны, постоянно повышается качество защитных покрытий трубопроводов, практически каждые 10 лет появляются новые изоляционные материалы, новые технологии и оборудование для нанесения покрытий на трубы в заводских и трассовых условиях. С другой стороны, становятся все более жесткими условия строительства и эксплуатации трубопроводов (строительство трубопроводов в условиях Крайнего Севера, в Западной

Сибири, освоение морских месторождений нефти и газа, глубоководная прокладка, строительство участков трубопроводов методами наклонно направленного бурения, микротоннелирования, эксплуатация трубопроводов при температурах до 100 °С и выше, и др.).

Рассмотрим основные типы современных антикоррозионных покрытий трубопроводов заводского и трассового нанесения, их преимущества, недостатки, область применения.

5.2.1. Антикоррозионные покрытия трубопроводов трассового нанесения

Для изоляции трубопроводов в трассовых условиях в настоящее время наиболее широко применяют три типа защитных покрытий:

- 1) битумно-мастичные покрытия;
- 2) полимерные ленточные покрытия;
- 3) комбинированные мастично-ленточные покрытия (покрытия типа «Пластобит»).

Типы покрытий

Битумно-мастичные покрытия. На протяжении многих десятилетий битумно-мастичное покрытие являлось основным типом наружного защитного покрытия отечественных трубопроводов. К преимуществам этого типа покрытий следует отнести их дешевизну, большой опыт применения, достаточно простую технологию нанесения в заводских и трассовых условиях. Битумные покрытия проницаемы для токов электрозащиты, хорошо работают совместно со средствами электрохимической защиты. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» конструкция битумно-мастичного покрытия состоит из слоя битумной или битумно-полимерной грунтовки (раствор битума в бензине), двух или трех слоев битумной мастики, между которыми находится армирующий материал (стеклохолст или стеклосетка), и наружного слоя из защитной обертки. В качестве защитной обертки ранее использовались оберточные материалы на битумно-каучуковой основе «бризол», «гидроизол» и др. или крафт-бумаги. В настоящее время применяют преимущественно полимерные защитные покрытия толщиной не менее 0,5 мм, грунтовку битумную или битумно-полимерную, слой мастики битумной или битумно-полимерной, слой армирующего материала (стеклохолст или стеклосетка),

второй слой изоляционной мастики, второй слой армирующего материала, наружный слой защитной полимерной обертки. Общая толщина битумно-мастичного покрытия усиленного типа составляет не менее 6,0 мм, а для покрытия трассового нанесения нормального типа — не менее 4,0 мм.

В качестве изоляционных мастик для нанесения битумно-мастичных покрытий применяются: битумно-резиновые мастики, битумно-полимерные мастики (с добавками полиэтилена, атактического полипропилена), битумные мастики с добавками термоэластопластов, мастики на основе асфальтосмолистых соединений «асмол». В последние годы появился целый ряд битумных мастик нового поколения, обладающих повышенными показателями свойств.

Основными недостатками битумно-мастичных покрытий являются: узкий температурный диапазон применения (от -10 до $+40$ °С), недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию, повышенная влагонасыщаемость и низкая биостойкость покрытий. Срок службы битумных покрытий ограничен и, как правило, не превышает 10...15 лет. Рекомендуемая область применения битумно-мастичных покрытий — защита от коррозии трубопроводов малых и средних диаметров, работающих при нормальных температурах эксплуатации. В соответствии с требованиями ГОСТа Р 51164—98 применение битумных покрытий ограничивается диаметрами трубопроводов не более 820 мм и температурой эксплуатации не выше 40 °С.

Полимерные ленточные покрытия. Полимерные ленточные покрытия за рубежом стали применяться в начале 60-х гг. прошлого века. В нашей стране пик применения полимерных ленточных покрытий пришелся на 70—80 гг. XX в., на период строительства целой сети протяженных магистральных газопроводов. К настоящему времени на долю полимерных ленточных покрытий на российских газопроводах приходится до 60...65 % от их общей протяженности.

Конструкция полимерного ленточного покрытия трассового нанесения в соответствии с ГОСТ Р 51164—98 состоит из слоя адгезионной грунтовки, слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм. Общая толщина покрытия — не менее 1,2 мм.

При заводской изоляции труб количество слоев изоляционной ленты и обертки увеличивается. При этом общая толщина покрытия должна составлять не менее:

1,2 мм — для труб диаметром до 273 мм;

1,8 мм — для труб диаметром до 530 мм;

2,4 мм — для труб диаметром до 820 мм включительно.

Начиная с 1 июля 1999 г., после введения в действие ГОСТ Р 51164—98 применение липких полимерных лент при трассовой изоляции газопроводов ограничено диаметрами труб не выше 820 мм и температурой эксплуатации не выше 40 °С. Для нефте- и нефтепродуктопроводов допускается применять ленточные покрытия трассового нанесения при изоляции труб диаметром до 1420 мм, но при этом общая толщина покрытия должна составлять не менее 1,8 мм (наносятся два слоя полимерной ленты и один слой защитной обертки).

В системе полимерного ленточного покрытия функции изоляционной ленты и защитной обертки различаются. Изоляционная лента обеспечивает адгезию покрытия к стали (не менее 2 кг/см ширины), стойкость к катодному отслаиванию, выполняет функции защитного барьера, препятствующего проникновению к поверхности труб воды, почвенного электролита, кислорода, т. е. коррозионноактивных агентов. Защитная обертка служит, в основном, для повышения механической, ударной прочности покрытия. Она предохраняет ленточное покрытие от повреждений при укладке трубопровода в траншею и засыпке его грунтом, а также при усадке грунта и технологических подвижках трубопровода.

Полимерные ленты, защитные обертки поставляются комплектно с адгезионной грунтовкой (праймером) заводского изготовления.

Для наружной изоляции трубопроводов в настоящее время применяются в основном отечественные изоляционные материалы производства ОАО «Трубоизоляция», (г. Новокуйбышевск, Самарская область): адгезионные грунтовки П-001, НК-50, полимерные ленты НК ПЭЛ-45, НКПЭЛ-63, «Полилен», ЛДП, защитная обертка «Полилен О». Основными зарубежными поставщиками изоляционных материалов для нанесения полимерного ленточного покрытия являются фирмы: Polyken Pipeline Coating Systems (США), Altene (Италия), Nitto Denko Corporation, Furukawa Electric (Япония).

К преимуществам ленточных покрытий следует отнести: высокую технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях, хорошие диэлектрические характеристики, низкую влагокислородопроницаемость и достаточно широкий температурный диапазон применения.

Основными недостатками полимерных ленточных покрытий являются: низкая устойчивость к сдвигу под воздействием осадки грунта, недостаточно высокая ударная прочность покрытий, экранировка элетрохимической защиты (ЭХЗ), низкая биостойкость адгезионного подслоя покрытия.

Опыт эксплуатации отечественных газонефтепроводов показал, что срок службы полимерных ленточных покрытий на трубопроводах диаметром 1020 мм и выше составляет от 7 до 15 лет, что в 2...4 раза меньше нормативного срока амортизации магистральных трубопроводов (не менее 33 лет). В настоящее время в ОАО «Газпром» проводятся масштабные работы по ремонту и переизоляции трубопроводов с наружными полимерными ленточными покрытиями после 20...30 лет их эксплуатации.

Комбинированные мастично-ленточные покрытия. У российских нефтяников большой популярностью пользуется комбинированное мастично-ленточное покрытие «Пластобит». Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезионного праймера, слоя изоляционной мастики на основе битума или асфальтосмолистых соединений, слоя изоляционной полимерной ленты толщиной не менее 0,4 мм и слоя полимерной защитной обертки толщиной не менее 0,5 мм. Общая толщина комбинированного мастично-ленточного покрытия составляет не менее 4,0 мм.

При нанесении изоляционной битумной мастики в зимнее время ее, как правило, пластифицируют, вводят добавки специальных масел, которые предотвращают охрупчивание мастики при отрицательных температурах окружающей среды. Битумная мастика, наносимая по праймеру, обеспечивает адгезию покрытия к стали и является основным изоляционным слоем покрытия. Полимерная лента и защитная обертка повышают механические характеристики и ударную прочность покрытия, обеспечивают равномерное распределение изоляционного мастичного слоя по периметру и длине трубопровода.

Практическое применение комбинированных покрытий «Пластобит» подтвердило их достаточно высокие защитные и эксплуатационные характеристики. Данный тип покрытия в настоящее

время наиболее часто применяют при проведении работ по ремонту и переизоляции действующих нефтепроводов, имеющих битумные покрытия. При этом в конструкции битумно-ленточного покрытия применяют преимущественно полиэтиленовые термоусаживающиеся ленты, обладающие повышенной теплостойкостью и высокими механическими характеристиками, а в качестве изоляционных мастик используют специальные модифицированные битумные мастики нового поколения.

Основные недостатки комбинированного мастично-ленточного покрытия те же, что и у битумно-мастичных покрытий — недостаточно широкий температурный диапазон применения (от -10 до $+40$ °С) и недостаточно высокие физико-механические показатели свойств (ударная прочность, стойкость к продавливанию и др.).

Технология нанесения покрытий

Нанесение защитных битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий в трассовых условиях осуществляется после сварки труб и контроля сварных стыков. Для нанесения покрытий используются передвижные механизированные колонны, включающие: трубоукладчики и навесное технологическое оборудование (очистные и изоляционные машины, комбайны и т. д.), перемещающееся по сваренному в нитку трубопроводу и выполняющее операции по щеточной очистке, праймированию поверхности труб и нанесению на них защитного покрытия. При выполнении работ в зимнее время в состав оборудования дополнительно вводится передвижная печь для нагрева и сушки труб.

При нанесении битумных покрытий в составе механизированных колонн используются также плавильно-заливочные котлы и специальные изоляционные машины. Предварительно производится очистка труб от грязи, ржавчины, рыхлой окалины. Для очистки поверхности труб применяются скребки, механические щетки и иглофрезы. Праймирование труб осуществляется посредством полива на поверхность труб дозированного количества адгезионного праймера с последующим его растиранием брезентовым полотном. На праймированные трубы с использованием изоляционной машины наносится слой горячей битумной мастики, после чего осуществляется нанесение на трубы армирующего материала (стеклохолст), второго слоя битумной мастики и слоя наружной защитной обертки. Ленточные покрытия наносятся на поверхность

трубопроводов посредством спиральной намотки на праймированные трубы слоя изоляционной ленты и слоя защитной обертки с заданным усилием натяжения и величиной нахлеста.

Практический опыт показал, что, несмотря на достаточно высокую степень механизации изоляционных работ в трассовых условиях, данный способ изоляции не обеспечивает качественного нанесения на трубы защитных покрытий. Это обусловлено влиянием погодных условий, отсутствием средств и методов пооперационного технологического контроля, а также недостаточно высокими механическими и защитными свойствами битумных и ленточных покрытий.

Перенос процесса наружной изоляции труб из трассовых условий в заводские или базовые условия позволил не только ускорить темпы строительства трубопроводов, но и в значительной степени повысить качество и надежность их противокоррозионной защиты. При заводской изоляции труб на качество работ не влияют погодные условия, проводится последовательный пооперационный технологический контроль. Кроме того, при изоляции труб в заводских условиях появляется возможность использовать современные изоляционные материалы и технологии их нанесения, которые невозможно реализовать при трассовой изоляции трубопроводов.

5.2.2. Антикоррозионные покрытия трубопроводов заводского нанесения

Для наружной изоляции трубопроводов наиболее часто применяются следующие типы заводских покрытий:

- а) эпоксидное покрытие;
- б) полиэтиленовое покрытие;
- в) полипропиленовое покрытие;
- г) комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.

Данные типы покрытий отвечают современным техническим требованиям и обеспечивают долговременную, эффективную защиту трубопроводов от почвенной коррозии.

В разных странах отдается предпочтение различным типам заводских покрытий. В США, Англии, Канаде наиболее популярны эпоксидные покрытия труб, в Европе, Японии и России предпочтение отдается заводским покрытиям на основе экструдированного полиэтилена. Для изоляции морских трубопроводов и «горячих» (80...110 °С)

участков трубопроводов применяются, как правило, полипропиленовые покрытия. Комбинированные ленточно-полиэтиленовые покрытия используются, в основном, для изоляции труб малых и средних диаметров с температурой эксплуатации до 40 °С.

Типы покрытий

Полиэтиленовое покрытие. Впервые однослойные полиэтиленовые покрытия труб на основе порошкового полиэтилена стали применяться в конце 50-х — начале 60-х гг. прошлого века. Технология нанесения однослойного полиэтиленового покрытия аналогична технологии нанесения покрытий из порошковых эпоксидных красок. Из-за низкой водостойкости адгезии и стойкости к катодному отслаиванию однослойные полиэтиленовые покрытия не получили достаточно широкого применения. Им на смену пришли двухслойные покрытия с «мягким» адгезионным подслоем. В конструкции такого покрытия в качестве адгезионного слоя применялись изоляционные битумно-каучуковые мастики («мягкие» адгезивы) толщиной 150...300 мкм, наносимые по слою праймера, а в качестве наружного ударопрочного слоя использовался экструдированный полиэтилен толщиной не менее 2,0...3,0 мм.

После того как фирмой BASF (Германия) был разработан сополимер этилена и эфира акриловой кислоты Lucalen, который впервые был опробован в конструкции заводского полиэтиленового покрытия труб в качестве термоплавкого полимерного клеевого подслоя, в практику строительства трубопроводов было внедрено двухслойное полиэтиленовое покрытие с жестким адгезионным подслоем. Позднее был разработан еще целый ряд термоплавких клеевых композиций на основе сополимеров этилена и винилацетата, этилена и акрилата. Двухслойные полиэтиленовые покрытия получили очень широкое применение и на долгие годы стали основными заводскими покрытиями труб.

Конструктивно двухслойное полиэтиленовое покрытие состоит из адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции толщиной 250...400 мкм и наружного полиэтиленового слоя толщиной от 1,6 мм до 3,0 мм. В зависимости от диаметров труб общая толщина покрытия составляет не менее 2,0 (для труб диаметром до 273 мм включительно) и не менее 3,0 мм (для труб диаметром 1020 мм и выше).

Для нанесения двухслойных полиэтиленовых покрытий применяются как отечественные, так и импортные изоляционные материалы (термопластичные композиции на основе сополимеров — для нанесения адгезионного слоя и композиции термостойкого полиэтилена — для нанесения наружного слоя). С целью повышения устойчивости двухслойных полиэтиленовых покрытий к воздействию воды и катодному отслаиванию при повышенных температурах проводится обработка поверхности очищенных труб (пассивация) раствором хромата. При правильном подборе изоляционных материалов двухслойное полиэтиленовое покрытие обладает достаточно высокими показателями свойств и отвечает техническим требованиям, предъявляемым к заводским покрытиям труб. Оно способно обеспечить защиту трубопроводов от коррозии на срок до 30 лет и выше.

Еще более эффективным наружным антикоррозионным покрытием является заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие труб, конструкция которого отличается от двухслойного наличием еще одного слоя — эпоксидного праймера. Эпоксидный слой обеспечивает повышенную адгезию покрытия к стали, водостойкость адгезии и стойкость покрытия к катодному отслаиванию. Полимерный адгезионный подслоя является вторым промежуточным слоем в конструкции трехслойного покрытия. Его функции состоят в обеспечении сцепления (адгезии) между полиэтиленовым наружным слоем и внутренним эпоксидным слоем. Наружная полиэтиленовая оболочка имеет низкую влажностепрооницаемость, выполняет функции диффузионного барьера и обеспечивает покрытие высокую механическую и ударную прочность. Сочетание всех трех слоев покрытия делает такое полиэтиленовое покрытие одним из наиболее эффективных наружных защитных покрытий трубопроводов.

Трехслойное покрытие было разработано в Германии и внедрено в практику строительства трубопроводов в начале 80-х гг. прошлого века. На сегодняшний день это покрытие является самым популярным и широко применяемым типом заводского покрытия труб.

В России технология заводской трехслойной полиэтиленовой изоляции труб впервые была внедрена в 1999 г. на ОАО «Волжский трубный завод». В 2000 г. были введены в эксплуатацию производства по трехслойной изоляции труб на ОАО «Челябинский

трубопрокатный завод», ОАО «Выксунский металлургический завод», ГУП «Московский опытно-экспериментальный трубозаготовительный комбинат». К настоящему времени технология нанесения трехслойного полиэтиленового покрытия освоена также на предприятиях ЗАО «НЕГАС» (г. Пенза), ООО «Предприятие Трубопласт» (г. Екатеринбург), КЗИТ ООО «Завод изоляции труб» (г. Копейск Челябинской обл.), ООО «Усть-Лабинскгазстрой».

Трехслойное полиэтиленовое покрытие отвечает самым современным техническим требованиям и способно обеспечить эффективную защиту трубопроводов от коррозии на продолжительный период их эксплуатации (до 40...50 лет и более).

Для нанесения трехслойного полиэтиленового покрытия используют специально подобранные системы изоляционных материалов: порошковые эпоксидные краски, адгезионные полимерные композиции, композиции термостабильного полиэтилена низкой, высокой и средней плотности. В настоящее время при нанесении трехслойных полиэтиленовых покрытий на российских предприятиях применяются исключительно импортные изоляционные материалы: порошковые эпоксидные краски поставки фирм 3М (США), BASF Coatings (Германия), BS Coatings (Франция), DuPont (Канада); композиции адгезива и полиэтилена поставки фирм Vorealis, Basell Polyolefins (Германия), Atofina (Франция) и др.

В ЗАО «АНКОРТ» проводятся работы по подбору, комплексным испытаниям и внедрению отечественных изоляционных материалов для трехслойных полиэтиленовых покрытий труб.

Полипропиленовое покрытие. В Европе заводские покрытия труб на основе экструдированного полипропилена занимают 7...10 % от объема производства труб с заводским полиэтиленовым покрытием.

Полипропиленовое покрытие обладает повышенной теплостойкостью, высокой механической и ударной прочностью, стойкостью к продавливанию и абразивному износу.

Основная область применения полипропиленовых покрытий — противокоррозионная защита горячих (до 110...140 °С) участков трубопроводов, защита от коррозии морских, шельфовых трубопроводов, подводных переходов, участков трубопроводов, строящихся методами закрытой прокладки (проколы под дорогами, прокладка труб методом наклонно направленного бурения и т. д.).

Конструкция заводского полипропиленового покрытия аналогична конструкции заводского трехслойного полиэтиленового покрытия труб. Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски, термопластичные полимерные композиции и термостойкостабилизированные композиции полипропилена. Из-за высокой ударной прочности полипропиленового покрытия его толщина может быть на 20...25 % меньше толщины полиэтиленового покрытия труб (от 1,8 мм до 2,5 мм).

Полипропиленовые покрытия имеют, как правило, белый цвет, что обусловлено использованием в качестве основного светостабилизатора добавки двуокиси титана.

К недостаткам полипропиленовых покрытий следует отнести их пониженную морозостойкость. Стандартное полипропиленовое покрытие рекомендуется применять при температурах строительства трубопроводов до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура окружающей среды при хранении изолированных труб не должна быть ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Специально разработанное морозостойкое полипропиленовое покрытие может применяться при температурах строительства трубопроводов до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и температурах хранения изолированных труб до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для нанесения заводских полипропиленовых покрытий используются порошковые эпоксидные краски фирм 3М (США), BASF Coatings (Германия), композиции адгезива и полипропилена поставки фирм Borealis, Basell Polyolefins. Технология заводской изоляции труб с двухслойным и трехслойным полипропиленовыми покрытиями освоена на ГУП «Московский опытно-экспериментальный трубозаготовительный комбинат» и ОАО «Выксунский металлургический завод». В 2004 г. внедрены технологии нанесения заводского полипропиленового покрытия на оборудовании ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» и ОАО «Волжский трубный завод».

Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие. Для противокоррозионной защиты трубопроводов малых и средних диаметров (до 530 мм) в последние годы довольно широко и успешно используется комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие. Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие наносится на трубы в заводских или базовых условиях. Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезионной грунтовки (расход грунтовки — $80\text{...}100\text{ г/м}^2$), слоя дублированной полиэтиленовой

ленты (толщина 0,45...0,63 мм) и наружного слоя на основе экструдированного полиэтилена (толщина от 1,5 мм до 2,5 мм). Общая толщина комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия составляет 2,2...3,0 мм.

В конструкции комбинированного покрытия полиэтиленовая лента, нанесенная по адгезионной грунтовке, выполняет основные изоляционные функции, а наружный полиэтиленовый слой защищает ленточное покрытие от механических повреждений при транспортировке, погрузке и разгрузке изолированных труб, а также при проведении строительно-монтажных работ.

В качестве изоляционных материалов для нанесения комбинированного покрытия могут использоваться адгезионные грунтовки и дублированные полиэтиленовые ленты поставки фирм Polyken Pipeline Coating Systems (США), Altene (Италия), Nitto Denko Corporation (Япония) или аналогичные отечественные материалы: грунтовки НК-50, П-001, изоляционные ленты НК-ПЭЛ 45, НК-ПЭЛ 63, «Полилен» производства ОАО «Трубоизоляция» (г. Новокуйбышевск Самарской обл.).

По показателям свойств комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие уступает заводским двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытиям труб, но в то же время в значительной степени превосходит битумно-мастичные и полимерные ленточные покрытия трубопроводов. Покрытие внесено в российский стандарт ГОСТ Р 51164—98. В настоящее время комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие применяется преимущественно для наружной изоляции труб нефтегазопромышленного сортамента, а также при строительстве межпоселковых газопроводов низкого давления.

Технология нанесения покрытий

Нанесение наружных защитных покрытий на трубы в заводских условиях осуществляется с использованием оборудования поточных механизированных линий. В состав поточных линий изоляции труб входят: роликовые транспортные конвейеры, перекладчики труб, узлы очистки (дробеметная или дробеструйная установки), печи технологического нагрева труб (индукционные или газовые), узел напыления порошковой эпоксидной краски, экструдеры для нанесения адгезионного подслоя и наружного слоя покрытия,

прикатывающие устройства, камеры водяного охлаждения изолированных труб, оборудование для контроля качества покрытия. Состав оборудования поточных линий изоляции труб зависит от типа заводского покрытия и диаметров изолируемых труб.

При нанесении наружных эпоксидных покрытий трубы, прошедшие абразивную очистку, нагреваются в проходной печи до температуры 200...240 °С, после чего на них в специальной камере в электростатическом поле производится напыление порошковой эпоксидной краски. При контакте с горячей поверхностью труб происходит оплавление и отверждение эпоксидной краски, формирование защитного покрытия.

Двухслойное и трехслойное полиэтиленовые покрытия могут наноситься на трубы двумя методами: методом кольцевой экструзии или методом боковой плоскощелевой экструзии расплавов композиций адгезива и полиэтилена. Для труб малых и средних диаметров более предпочтительным способом нанесения покрытий является метод кольцевой экструзии. При этом способе изоляции на предварительно очищенные и нагретые до заданной температуры (180...220 °С) трубы, поступающие по линии изоляции без вращения, через двойную кольцевую головку экструдера последовательно наносятся: расплав термоплавкой полимерной композиции (адгезионный подслоя) и расплав полиэтилена (наружный защитный слой). Между кольцевой головкой экструдера и изолируемыми трубами создается пониженное давление (вакуумирование), в результате чего двухслойное покрытие плотно облепает поверхность изолируемых труб по всей их длине и периметру. При нанесении полиэтиленового покрытия по данной технологии обеспечивается наиболее высокая производительность процесса изоляции труб, которая может достигать 15...20 пог. м/мин.

При использовании метода боковой плоскощелевой экструзии двухслойное полиэтиленовое покрытие наносится на вращающиеся и поступательно перемещающиеся по линии трубы из двух экструдеров (экструдер по нанесению адгезива и экструдер по нанесению полиэтилена), оснащенных плоскощелевыми экструзионными головками. При этом расплавы клеевой и полиэтиленовой композиций в виде экструдированных лент наматываются по спирали на очищенные и нагретые до заданной температуры трубы с перехлестом в один (расплав адгезива) или в несколько (расплав полиэтилена) слоев. После нанесения на трубы покрытие прикатываются

к поверхности труб специальными роликами. Изолированные трубы поступают в тоннель водяного охлаждения, где покрытие охлаждается до необходимой температуры, а затем трубы разгоняются по линии и с помощью перекладчиков подаются на стеллаж готовой продукции. При данном способе изоляции покрытие может наноситься на трубы диаметром от 57 до 1420 мм, а производительность процесса изоляции, как правило, не превышает 5...7 пог. м/мин.

Нанесение на трубы трехслойного полиэтиленового и трехслойного полипропиленового покрытий осуществляется по той же технологической схеме, что и нанесение двухслойного покрытия, за исключением введения в технологическую цепочку дополнительной операции — нанесения слоя эпоксидного праймера. Эпоксидный праймер толщиной 80...200 мкм наносится на очищенные и нагретые до необходимой температуры трубы методом напыления порошковой эпоксидной краски, после чего на праймированные трубы последовательно наносятся расплавы термоплавкой композиции адгезива и полиэтилена.

При нанесении на трубы комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия предварительно осуществляется щеточная очистка наружной поверхности труб. Технологический нагрев труб не производится. На очищенные трубы первоначально наносится битумно-полимерная грунтовка, а затем после сушки грунтовки осуществляется нанесение на праймированные трубы дублированной изоляционной ленты и наружного защитного слоя из экструдированного полиэтилена. Полиэтиленовый слой прикатывается к поверхности труб эластичным роликом, после чего изолированные трубы охлаждаются в камере водяного охлаждения.

Изоляционные покрытия Canusa используются для защиты морских и наземных трубопроводов, в том числе направленном бурении, при новом строительстве и ремонте, а также могут эксплуатироваться при различных температурах транспортируемой и окружающей среды. Одним из результатов тесного сотрудничества с ведущими специалистами по антикоррозийной защите трубопроводов (как с разработчиками, так и с производителями) стали новейшие материалы GTS, которые не только отвечают самым жестким техническим требованиям, но и являются наиболее технологичными в отрасли.

Как считают специалисты, манжета Global Transmission Sleeve (GTS-65) обеспечивает защиту от коррозии и отличную адгезию на трубопроводах, работающих при температурах до 65 °С. Адгезив

манжеты специально разработан таким образом, что он остается «открытым» или «жидким» дольше, чем традиционные адгезивы. В результате требуется более низкая температура подогрева трубы и достигается отличная адгезия к полиэтилену и порошковой эпоксидной изоляции.

Эта технология получила множество положительных отзывов специалистов известных мировых фирм, работающих с этим материалом.

По некоторым параметрам канадский проект имеет схожие черты с отечественной технологией антикоррозийных покрытий. Конечно, канадская технология и материал лучше, он, например, может дольше сохраняться на открытом солнце. Методы установки одинаковые, но существует разница в температурном режиме подогрева трубы.

5.3. БАЛЛАСТИРОВКА ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА

Балластировка (пригрузка) подводных трубопроводов — одно из основных условий, обеспечивающих их устойчивое положение на дне водных преград. Это является важным требованием для газопроводов, а иногда и для нефтепродуктопроводов. Пригрузка подводных нефтепродуктопроводов объясняется необходимостью в отдельных случаях их опорожнения от транспортируемого продукта, транспортировки легких смесей по трубопроводу и очистки внутренней полости трубы поршнями, перемещаемыми сжатым воздухом. Балластировка подводных трубопроводов осуществляют одиночными грузами (чугунными или железобетонными), сплошным бетонным покрытием или анкерными устройствами. Все изменения по пригрузке, которые могут возникнуть при строительстве подводных трубопроводов, допускаются только после согласования с проектной организацией и заказчиком. Величина балласта определяется конструкцией подводного трубопровода, условиями его трассировки и характеристикой потока воды водоема.

Трубопровод должен иметь достаточную массу для погружения на дно моря во время его укладки и обеспечения устойчивого положения трубопровода на дне в период его эксплуатации.

Балластировка и крепление трубопровода производятся следующими способами:

- установкой на трубопроводе отдельных бетонных пригрузов;
- сплошным бетонным покрытием с армированием металлической сеткой;

установкой анкерных креплений;
увеличением толщины стенок трубы (в пределах экономической целесообразности);

5.3.1. Балластировка с помощью утяжеляющих грузов

В настоящее время в отечественной и мировой практике морского трубопроводного строительства большое распространение получила балластировка трубопроводов одиночными утяжеляющими железобетонными грузами.

При изготовлении утяжеляющих железобетонных грузов для приготовления бетонной смеси применяют шлакопортландцемент марки 300 и гравий или щебень изверженных пород.

Грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, изготавливают с добавлением сульфатостойкого шлакопортландцемента, а перед установкой на трубопровод их покрывают изоляцией в два приема: сначала малоконцентрированным раствором (грунтовка), состоящим из 25 % битума и 75 % бензина, а затем битумной или битумно-резиновой мастикой. Грузы маркируют масляной краской с указанием фактической массы и объема.

В удаленных районах, как показал опыт, возможно изготовление железобетонных грузов с использованием местных мелких песков (пескобетонных).

В отечественной и зарубежной практике трубопроводного строительства железобетонные грузы изготавливают, как правило, централизованно в заводских условиях. В отдельных случаях производство их может быть налажено на полигонах (непосредственно на трассе строящейся магистрали) поточно-агрегатным или стендовым способами.

При поточно-агрегатном способе изделие проходит через ряд постов, оборудованных различными агрегатами и устройствами. Такая технология производства грузов приемлема для крупных полигонов.

При стендовом способе изделие остается неподвижным в течение всего процесса изготовления, а оборудование для подачи и уплотнения бетонной смеси перемещается от одного изделия к другому. Стендовый способ характеризуется относительно невысокими капиталовложениями и несложностью механического оборудования.

При этом затраты труда и стоимость изделий незначительно превышают аналогичные показатели при поточно-агрегатном способе изготовления железобетонных грузов.

Трубопроводы больших диаметров обладают повышенной плавучестью, и поэтому балластировка их одиночными грузами требует значительного расхода железобетона. С увеличением диаметра трубопровода затраты на его балластировку железобетонными грузами резко возрастают.

В настоящее время для балластировки трубопроводов применяются утяжеляющие грузы различных конструкций. Рассмотрим некоторые из них.

Седловидные железобетонные грузы используют для балластировки трубопроводов диаметром от 273 до 1420 мм.

Главным недостатком седловидных железобетонных грузов является то, что центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода (над центром его цилиндрической опорной поверхности). Это приводит к тому, что при смещении груза в плоскости, перпендикулярной к оси трубопровода, положение равновесия нарушается и груз опрокидывается. Другим недостатком седловидного груза является малое сопротивление изгибным напряжениям и деформациям его в самом узком месте — вершине седла.

Все эти недостатки железобетонных седловидных грузов обусловили поиск новых конструкций и технологических решений.

В результате была разработана конструкция *утяжелителя типа УБО* (рис. 44), представляющего собой два железобетонных блока со скосами 1, соединенных между собой силовыми поясами 3. Скосы на блоках выполнены для обеспечения возможности установки их на трубопровод 2 в минимальные по габаритам траншеи.

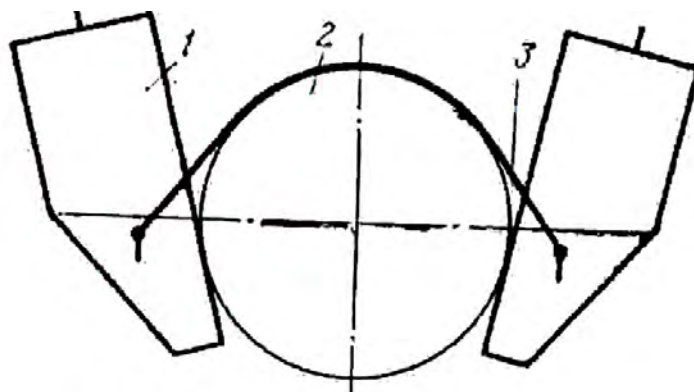


Рис. 44. Конструкция утяжелителя типа УБО: 1 — железобетонные блоки; 2 — трубопровод; 3 — силовые пояса

Груз типа УБО применяется для балластировки трубопроводов на вогнутых и выпуклых кривых и прямолинейных участках, прилегающих к ним; на углах поворота в горизонтальной плоскости и участках выхода трубопровода на поверхность.

Масса грузов такого типа в зависимости от диаметра трубопровода может колебаться от 1 до 2,5 т.

Для увеличения поверхности соприкосновения седловидного железобетонного груза была разработана конструкция груза — утяжелитель седловидной самозакрепляющийся (УСС) (рис. 45).

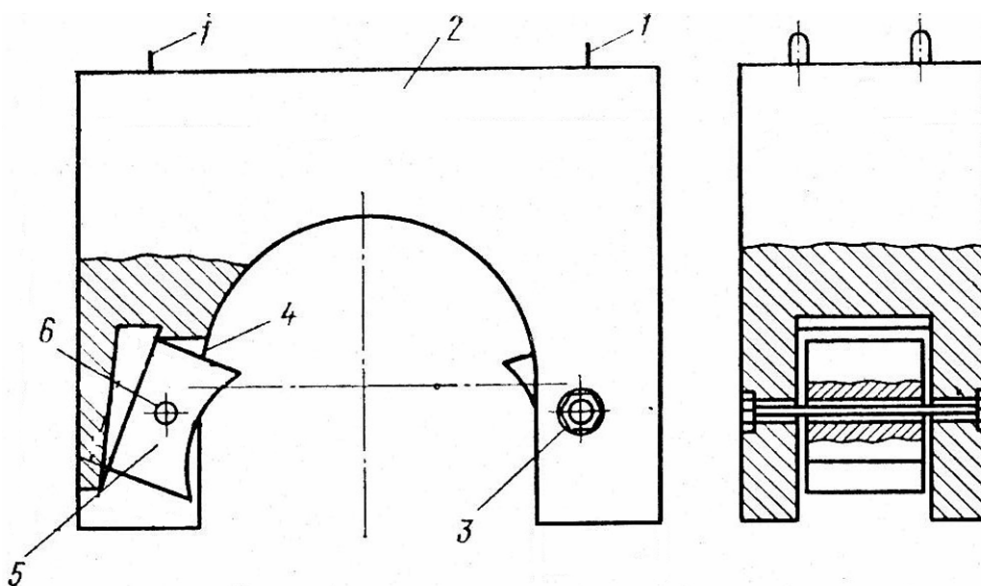


Рис. 45. Конструкция утяжелителя седловидного самозакрепляющегося типа УСС: 1 — монтажные петли; 2 — блок; 3 — болт и гайка; 4 — стопорное приспособление; 5 — прижимной элемент; 6 — металлическая ось

Утяжелитель типа УСС состоит из седловидного железобетонного П-образного блока 2 с проемами в опорах, в каждый из которых вмонтирован железобетонный прижимной элемент 5 с криволинейной поверхностью, контактирующей с трубопроводом. Блок 2 имеет две монтажные петли 1. Прижимной элемент имеет возможность поворачиваться вокруг металлической оси 6 в плоскости, перпендикулярной к продольной оси трубопровода. Ось 6 расположена ниже оси трубопровода и закреплена болтом и гайкой 3. Криволинейная контактирующая с трубопроводом поверхность прижимного элемента 5 выполнена с радиусом кривизны, равным половине наружного диаметра трубопровода, что обеспечивает плотный охват трубопровода прижимными элементами и равномерное распределение

нагрузки на изоляционное покрытие. На верхней грани прижимного элемента 5 закреплено стопорное приспособление 4 из листовой стали в виде упругого элемента, входящего в паз верхней части проема, что обеспечивает надежное закрепление утяжелителя на трубопроводе.

В результате проведенных испытаний груза УСС установлено, что груз сохраняет устойчивое положение на трубопроводе при повороте трубы вокруг продольной оси на 60° и устойчивость груза в 3—3,5 раза выше устойчивости монолитного седловидного железобетонного утяжелителя.

Недостатками данной конструкции груза являются:

трудоемкость изготовления утяжелителя УСС, которая выше трудоемкости изготовления седловидного груза из-за усиленного армирования (расход стали увеличивается на 16 кг/м^3) и изготовления поворотных железобетонных башмаков;

необходимость дополнительной защиты изоляционного покрытия трубопровода при монтаже утяжелителей УСС из-за наличия поворотных зажимных элементов.

5.3.2. Балластировка с помощью обетонирования

Рост протяженности трубопроводных магистралей для транспорта нефти и газа, повышение требований к эксплуатационной надежности и качеству сооружаемых объектов ставят ряд актуальных задач, направленных на дальнейшее совершенствование конструктивных и технологических решений по строительству подводных трубопроводов. Одно из возможных решений проблемы обеспечения устойчивого положения трубопроводов на проектных отметках — строительство их из труб, заранее покрытых монолитным железобетоном.

Такие трубы имеют большую массу, превышающую в 3,5—4 раза массу обычных труб, обладают высокой жесткостью изгиба, которая увеличивается в 1,2—2 раза по отношению к значениям, рассчитанным для труб без покрытия. Указанные трубы имеют наружный диаметр около 1900 мм, что существенно превосходит диаметры трубопроводов, сооружение которых освоено в настоящее время. Перечисленные особенности бетонированных труб создают определенные трудности в доставке их к месту строительства, при погрузочно-разгрузочных, монтажных и укладочных работах. Одновременно

с этим возникает необходимость в разработке новых методов производства земляных работ из-за резкого увеличения габаритов траншей по сравнению с известными размерами.

Применение при сооружении трубопроводов в заболоченных районах бетонированных труб (рис. 46) повышает степень индустриализации строительства, дает возможность перенести работы по изоляции и балластировке трубопроводов в заводские условия.

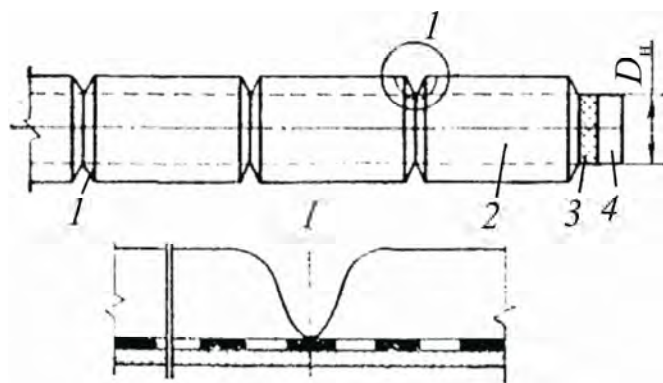


Рис. 46. Общий вид трубопровода с монолитным бетонным покрытием: 1 — рабочий шов бетонирования; 2 — железобетонное покрытие; 3 — изоляция; 4 — трубопровод

Перед нанесением бетонного покрытия трубу очищают и нагревают. Затем на нагретую поверхность наносят двухслойную противокоррозионную изоляцию — каменноугольную эмаль, армированную стеклотканью.

Для армирования бетонного покрытия используют сетку шириной 865 мм, толщиной 8 мм в продольном и 5 мм в поперечном сечениях. При закреплении сетки на трубе используют пластмассовые прокладки толщиной 20...25 мм, которые обеспечивают зазор 20 мм между арматурой и антикоррозионным покрытием. Бетонное покрытие на трубу наносят методом торкретирования.

Труба вращается со скоростью 10 об./мин. Время перемещения трубы в установке — 6...7 мин. Кроме того, бетонирование трубопроводов при сооружении подводных переходов может производиться в навесных опалубках.

Навесная опалубка состоит из двух полуцилиндрических оболочек, шарнирно соединенных в верхней части на продольном несущем элементе, имеющем на концах опорные обрезиненные башмаки. Бетон укладывается через загрузочный люк, расположенный в верхней части опалубки, и уплотняется глубинными тисковыми

вибраторами. К работам по бетонированию приступают только после испытания трубопровода и приемки изоляции. Для уменьшения жесткости бетонированных трубопроводов в бетонном монолитном покрытии предусмотрены кольцевые разрезы.

Бетонирование трубопровода в навесных опалубках выполняют в два этапа. На первом (подготовительном) этапе трубопровод разбивают на участки, между которыми устанавливают опоры (длина каждого участка должна равняться суммарной длине четного числа опалубок). Затем на данных участках устанавливают опалубки с интервалами, равными их длине. Опалубка должна опираться на специальные обрешиненные башмаки. На втором этапе опоры переставляют под забетонированные участки, а опалубки устанавливают в промежутках между ними. Опорные башмаки откатывают, после чего опирание каждой опалубки осуществляется через специальные опоры непосредственно на бетон соседних участков. Расстояние между опорами определяют в зависимости от грузоподъемности трубоукладчиков, используемых в технологическом процессе.

Другим методом бетонирования труб является способ набрасывания бетона. Для этой цели используются метатели, способные набрасывать бетон с большим коэффициентом плотности, что позволит производить с трубой любые такелажные работы без нарушения сплошности покрытия. Производительность установок по бетонированию труб длиной 12 м и диаметром до 820 мм методом набрасывания составляет шесть труб в час.

Прокладка трубопроводов из бетонированных труб может осуществляться следующими методами:

- сплав;
- протаскивание;
- укладка с бровки траншеи;
- монтаж трубопровода на льду;
- бесподъемный.

При этом в качестве общей организационной схемы производства строительно-монтажных работ наиболее рациональной является схема, при которой отдельные бетонированные трубы длиной 12 м доставляются на трассу, минуя промежуточные перевалочные базы.

При выборе транспортных и погрузочно-разгрузочных средств необходимо знать характеристики бетонированных труб: диаметр, толщину стенки и массу.

Погрузочно-разгрузочные работы с отдельными бетонированными трубами могут выполняться трубоукладчиками или стреловыми кранами.

Тип и конструкция противокоррозионного покрытия зоны сварного соединения трубопровода из бетонированных труб определяются проектом. Как правило, эти покрытия должны быть усиленного типа и по всем показателям не хуже основного изоляционного покрытия бетонированной части трубы.

Для изоляции зон сварных стыков применяют покрытия из липких полимерных лент, наносимых в два слоя.

Для предохранения изоляционного покрытия от механических повреждений используют прочные защитные обертки. В качестве защитного покрытия применяют полиэтиленовые и поливинилхлоридные пленки, ленты РДБ и ПРДБ, бикарул или бризол. Толщина защитного покрытия должна быть не менее 1 мм.

При использовании метода сплава (рис. 47) бетонированная плеть с понтонами, смонтированная на береговой площадке, перемещается над траншей на плаву. После отстроповки понтонов трубопровод под действием отрицательной плавучести укладывается на дно траншеи.

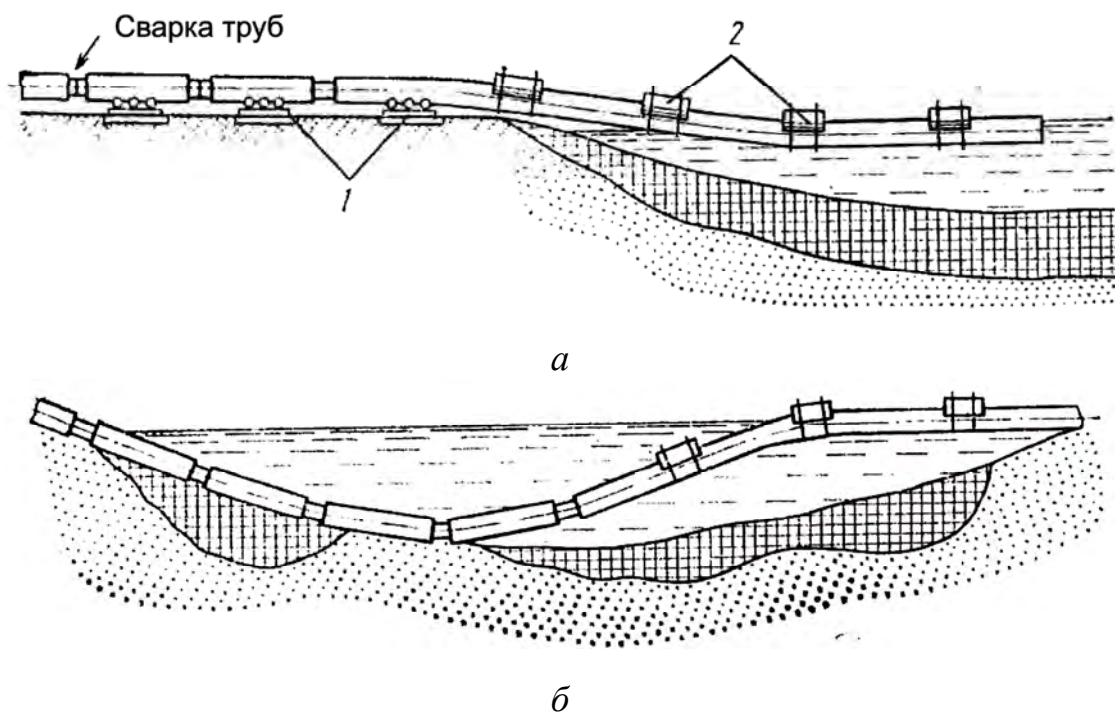


Рис. 47. Укладка бетонированного трубопровода методом сплава: *а* — сплав трубопровода; *б* — погружение трубопровода: 1 — роликовые опоры; 2 — понтоны

Укладка бетонированного трубопровода методом протаскивания по дну траншеи может осуществляться на водных преградах протяженностью не более 100 м. При этом трубопровод, смонтированный на береговой площадке, протаскивается при помощи тяговых средств.

5.3.3. Балластировка с использованием полимерно-контейнерных балластировочных устройств

Полимерно-контейнерные балластировочные устройства (ПКБУ) могут применяться для балластировки трубопроводов диаметром до 1420 мм, прокладываемых на обводненных, заболоченных и периодически затопляемых участках строительства с грунтами минерального основания, применение которых в качестве группового заполнителя полостей ПКБУ позволяет создать необходимую балластирующую нагрузку на трубопровод.

В качестве группового заполнителя полости ПКБУ могут использоваться грунты в разрыхленном естественно влажном состоянии. ПКБУ состоит из двух мягких контейнеров (емкостей из ткани), нижнего и верхнего силовых поясов, противоразмывной перегородки, жесткой распорной рамки.

Емкости из мягкой ткани предназначены для насыпки балласта минерального грунта. Жесткая распорная рамка прямоугольной формы состоит из четырех элементов — двух несущих и двух распорных. Распорные элементы помещают в короткие патрубки, приваренные к несущим элементам. Элементы при сборке соединяют между собой шпильковыми или болтовыми соединениями. Размеры сечения силового пояса определяют расчетом с учетом допустимого давления на изоляционное покрытие трубопровода.

Балластировку трубопровода рекомендуют производить сплошным бетонным покрытием.

Все покрытия и изделия, применяемые для балластировки и закрепления трубопровода, должны обладать механической и химической стойкостью по отношению к воздействию морской среды, в которой они установлены.

Конструкция покрытия и изделия для балластировки должна обеспечивать сохранность наружного изоляционного покрытия трубопроводов. Рекомендуется применять утяжеляющее покрытие и отдельные пригрузки из материала с объемной массой не менее 2300 кг/м³.

Утяжеляющее покрытие рассчитывается на полный срок службы трубопровода. Местные ударные нагрузки не должны приводить к потере утяжеляющего покрытия.

Технические условия на утяжеляющее покрытие включают описание конструкции покрытия, сырья для его изготовления, арматуры, физико-механических свойств, способов нанесения и испытания.

Способы испытаний должны соответствовать условиям укладки и эксплуатации трубопроводов.

Масса бетонного покрытия зависит от наполнителя. Во избежание излишней толщины можно использовать тяжелые наполнители: магнетит, гематит и т. п.

При сварке и укладке трубопровода в морских условиях возможно появление концентрации изгибающих усилий в стыках. Для предотвращения этого явления рекомендуется прорезать по окружности кольцевую прорезь шириной 3...4 мм на глубину 60...70 % от толщины бетонного покрытия на расстоянии 1 м друг от друга вдоль трубы.

Если при стыковке отдельных труб или секций труб в морских условиях сохраняется сплошное бетонное покрытие по наружному диаметру, то производится обетонирование зоны около сварного шва. Для этого вокруг трубы на стыке крепится формовочное устройство, обычно состоящее из тонкого листового металла, которое наполняют бетонной массой. При этом необходимо контролировать температуру материала для обеспечения равномерного потока и хорошей связуемости с защитным покрытием, нанесенным на стационарной базе, и с неизолированной сталью формовочного устройства, которая предварительно очищается и грунтуется.

После обетонирования каждая труба взвешивается и маркируется. Отклонение массы каждой обетонированной трубы должен быть в пределах 1 % от заданной массы. Если для различных участков трубопровода предусматривается прокладка трубопроводов с различной массой, то трубы рекомендуется маркировать с добавлением в бетон цветного пигмента.

Прочность бетона на сжатие должна быть не менее 320 кгс/см². Для контроля из каждой десятой трубы после выдержки рекомендуется брать три образца для проверки бетона на сжатие.

После обетонирования перед транспортировкой трубы обычно выдерживают в течение 4...6 недель. При толщине бетонного покрытия свыше 100 мм рекомендуется применять два слоя арматурной сетки.

Трубопроводы, прокладываемые в районах с интенсивным судоходством, рыболовством и особенно воздействием льда в придонном слое воды, следует проектировать с прочным бетонным покрытием.

На концевые участки труб длиной 225...275 мм бетонное покрытие не наносится.

При укладке трубопроводов с бетонным покрытием с трубоукладочных барж, использующих натяжные машины, должно быть обеспечено достаточное сцепление между бетоном и защитным покрытием на трубе. Производить работы возможно в том случае, если обеспечиваются срезающие напряжения между бетоном и изоляцией $0,6 \text{ кгс/см}^2$ и больше.

Закреплять трубопроводы на проектных отметках с помощью анкеров можно при условии, если геологическое строение дна позволяет погрузить и закрепить анкер в толще грунта. Рекомендуется применять одно или многолопастные винтовые анкеры. Трубопровод крепят к анкерам стальными бандажами.

Понтоны-пригрузы, заполненные водой, применяют в период монтажа и погружения трубопровода, а также при балластировке временных трубопроводов.

Если по подводному трубопроводу транспортируют газ с отрицательной температурой, то при расчете обтекания трубопровода потоком и определении величины балластного пригруза следует учитывать обледенение трубопровода и возможность промерзания и деформации грунтового основания (дна водоема).

5.3.4. Расчет пригруза подводных трубопроводов

Пригрузку подводных трубопроводов, прокладываемых на переходах через водные преграды и обводненные участки, рассчитывают из условия обеспечения их устойчивости на дне (на всплытие) в период строительства и последующей эксплуатации. Необходимую величину пригрузки трубопровода B (массу балласта под водой или расчетного усилия анкерного устройства), приходящуюся на трубопровод длиной 1 м, определяют из условия

$$B \geq k_M (k_{н.в} q_B + B_{изг} + B_{пр} - g_{тр} - g_{доп}), \quad (2)$$

где k_M — коэффициент безопасности по материалу ($k_M = 1$ для анкерных устройств, $k_M = 1,05$ для железобетонных грузов, $k_M = 1,07$ при сплошном обетонировании в опалубке, $k_M = 1,1$ при сплошном

обетонировании торкретированием, $k_M = 1,2$ при балластировке грунтом); $k_{н.в}$ — коэффициент надежности против всплытия ($k_{н.в} = 1,05$ для болот, водоемов при отсутствии течения воды, пойм рек и периодически заливаемых участков 1 %-ной обеспеченности, $k_{н.в} = 1,1$ для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 м для трубопроводов диаметром менее 1000 мм, $k_{н.в} = 1,15$ для всех подводных переходов диаметром 1000 мм и более и для подводных переходов при диаметре труб менее 1000 мм на водных преградах с шириной зеркала воды в межень более 200 м, а также для горных рек с неустойчивым руслом); $q_в$ — расчетная выталкивающая сила воды на 1 м длины изолированного и зафутерованного трубопровода; $B_{изг}$ — расчетная величина пригрузки (масса балласта под водой), необходимая для изгиба трубопровода по заданному продольному профилю) дна траншеи и обеспечивающая прилегание трубопровода ко дну; $B_{пр}$ — расчетная величина пригрузки (масса балласта под водой), необходимая для предотвращения подъема криволинейных (в вертикальной плоскости) участков трубопровода под воздействием внутреннего давления и изменения температуры стенок, определяемая на вогнутых кривых оси трубопровода (при отрицательном температурном периоде) и выпуклых кривых (при положительном температурном периоде); $g_{тр}$ — масса 1 м длины изолированного и зафутерованного трубопровода в воздухе; $g_{доп}$ — расчетная масса продукта в воздухе, дополнительных нагрузок в воде, включая обледенение при транспортировке продукта с отрицательной температурой.

При обледенении подводного трубопровода толщина слоя льда определяется в соответствии с теплотехническим расчетом. Обледенение не учитывается, если над трубопроводом обеспечена засыпка устойчивым грунтом слоем не менее 0,5 м.

При использовании в качестве пригрузки сплошного железобетонного покрытия наружный диаметр подводного трубопровода из расчета его прямолинейной прокладки и отсутствия воздействия на него потока определяют по формуле:

$$D_б = \sqrt{\frac{\pi \rho_б D_{из}^2 - 4(g_{тр} + g_{доп})}{\pi(\rho_б - k_{н.в} \rho_в)}}, \quad (3)$$

где $D_б$ и $D_{из}$ — диаметр трубопровода соответственно с балластным и изоляционным покрытиями; $\rho_б$ — плотность балласта; $\rho_в$ — плотность воды.

6. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙ НА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

Анализ предаварийных ситуаций и аварий на подводных трубопроводах на протяжении их жизненного цикла в отечественной и мировой практике свидетельствует, что причинами их возникновения может быть ряд факторов: давление перекачиваемого продукта; изгибы и изломы на неровностях рельефа, в том числе под водными преградами; случайные механические воздействия (на водных объектах: суда, их якоря); сейсмическая активность; размывы при паводках и т. д. Часть нагрузок в трубопроводах носит случайный характер, но стабильно развивающиеся во времени действуют всегда: вибрация, коррозия, нарушение изоляции, ее старение и т. п. Данные о характере и причинах повреждений трубопроводов приведены в табл. 2, 3.

Т а б л и ц а 2

Данные о характере повреждений подводных трубопроводов

Характер повреждения трубопровода	Кол-во трубопроводов	Примечания
Разрыв трубы по основному металлу	6	Повреждение от удара судов якорем, лотом
Вмятина с разрывом стенки трубы	6	
Сквозные коррозионные отверстия	3	—
Трещина (свищ) в месте сварки стыка	3	—
Трещина в месте приварки усилительной муфты	3	—
Кольцевая трещина по основному металлу трубы	3	—
Продольная трещина	2	—

Характер повреждения трубопровода	Кол-во трубопроводов	Примечания
Уменьшение толщины стенки с 12 до 2,5 мм	2	10 лет эксплуатации
Трещина в стыке свинчивающихся труб	2	—
Разрыв трубы в месте установки чугунного груза	1	—
Разрыв болтов фланцевого соединения	1	—
Разрыв трубы по всему сечению	36	—
Итого	68	—

Т а б л и ц а 3

Данные о причинах повреждения подводных трубопроводов

Причины повреждения трубопровода	Количество аварий	Процент аварий
Вибрация трубопровода под воздействием потока	40	72
Повреждение труб судовыми якорями	6	11
Местная коррозия труб	3	5
Коррозия внутренней поверхности труб	2	4
Некачественная сварка стыка и приварка усилительных муфт	2	4
Повреждение трубопровода льдом	1	2
Осадка набережной	1	2
Итого	55	100
Причины точно не установлены	13	—
Всего	68	—

Вибрация трубопровода под воздействием потока приводит к усталости металла и в результате — к разрыву трубы в опорном сечении. Это возможно при недостаточном заглублении трубопроводов.

Анализ данных показывает, что количество ЧП на подводных трубопроводах зависит от степени его заглубления в дно водной преграды, качества и технических характеристик трубы, ее изоляции и гидрологических свойств грунта на дне. Техническая, а также и экологическая безопасность подводных трубопроводов в значительной мере определяется общей и местной эрозией, потоком воды, обтекающим трубопровод, и размывом его ложа на дне водной преграды. Несоответствие перечисленных условий и факторов взаимодействия подводных трубопроводов с окружающей природной и техногенной средами, условий нормируемым требованиям

надежности эксплуатации неизбежно приводит к авариям. Авария — это непредвиденное, экстремальное нарушение промышленной безопасности и охраны труда, сопровождаемое простоями оборудования, физическими дефектами трубопровода, тяжелыми несчастными случаями и большим объемом ремонтно-восстановительных работ весьма значительной стоимости.

К основным причинам аварий, связанных с отказом оборудования, относятся: внутренняя коррозия и эрозия; внешняя коррозия (из-за дефектов в системах антикоррозийной защиты, а также в случаях прохождения перехода инженерных сетей под ЛЭП); структурные отказы или механические дефекты (в результате развития исходных дефектов основного металла, соединений или сварки); отказы автоматических систем (задвижки, датчики и т. п.).

Оценка риска аварий подводных трубопроводов представляет собой исключительно сложную задачу. 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 вероятно, но наносит значительный ущерб, или на то, которое более вероятно, 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, но невозможно 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, фактическое состояние повреждений, а также когда и как проводились профилактика, ремонт, модернизация и как организовано управление долговечностью всего объекта.

Надежность и безопасность подводных трубопроводов характеризует ряд факторов техногенного и природного характера.

Такие 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 ситуация на подводном переходе приравнивается к аварийной. Это зависит от характера гидрологической ситуации не только на рассматриваемом подводном трубопроводе, 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.

7. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Для того чтобы при эксплуатации подводных газонефтепроводов своевременно принимать решения о реконструкции или капитальном ремонте последних, не доводя ситуацию до аварий, наносящих ущерб окружающей среде, необходимо проводить мониторинг данного сооружения.

Такие комплексные геофизические исследования, как эффективный метод детального расчленения разреза, изучение русловых процессов, положения и состояния трубопроводов необходимо включать в состав инженерных изысканий для проектирования, строительства, ремонта и реконструкции подводных трубопроводов. В качестве обязательных аппаратурно-методических компонентов ревизионного обследования должны быть: гидролокация, сейсмоакустическое профилирование, электрометрия. При развитии неблагоприятных русловых процессов необходимо организовать оперативный мониторинг подводных трубопроводов, обеспечивающий регулярный контроль над состоянием переходов на участках размыва дна, особенно при экстремальных режимах. Основная задача такого мониторинга — своевременное выявление мест и параметров вскрытия (провисания) трубопроводов — может решаться простейшими, изготавливаемыми или серийно выпускаемыми в России аппаратурными средствами (гидроакустическим комплексом, включающим гидролокатор бокового обзора и акустический профилограф, либо гидролокатором и эхолотом). Необходимо дальнейшее усовершенствование геофизического комплекса, адаптация его к узким и мелководным рекам, совершенствование

и разработка специальных плавсредств для реализации оптимальных методик наблюдений на подводных трубопроводах, совершенствование способов определения координат на основе современных спутниковых систем GPS и компьютеризованных наборных комплексов сбора данных.

Методика приборного обследования подводного трубопровода выбирается, исходя из его особенностей и сезона проведения работ. При обследовании могут быть использованы плавсредства, вертолеты и другие транспортные и технические средства. Также может быть использована система спутниковой навигации.

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

Для определения высотных отметок верха трубопровода могут применяться электромагнитные и магнитные системы, акустические и другие профилографы и т. п. трубопоисковые приборы, обеспечивающие абсолютную погрешность при глубине залегания трубопровода относительно горизонта воды:

- до 10 м — не более 0,1 м;
- более 10 м — не более 0,2 м.

Для определения высотных отметок обнаженных или оголенных подводных трубопроводов и дна водной преграды могут применяться эхолоты, обеспечивающие абсолютную погрешность измерений не более 0,1 м.

При глубине водной преграды менее 5 м и скорости течения менее 0,5 м/с допускается определение высотных отметок дна с помощью футштоков, наметок или речного лота с лот-линейкой.

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

При обследовании обнаженных или провисающих участков для обеспечения подводной видеосъемки могут применяться водолазные телевизионные системы или телекамеры, установленные на борту телеуправляемых подводных аппаратов.

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

Для измерения толщины стенок размытых трубопроводов могут применяться ультразвуковые, рентгенографические и другие толщинометры с абсолютной погрешностью измерения не более 0,5 мм.

На современных газопроводах и их переходах через водные преграды измерение толщины стенок трубопроводов может осуществляться методом внутритрубной дефектоскопии.

Для измерения скоростей течения водной преграды могут применяться гидрометрические вертушки и другие приборы с относительной погрешностью измерения не более 10 %.

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

Система внутритрубной диагностики является основной составной частью системы диагностики линейной части подводных нефтепроводов. При диагностировании участка нефтепровода предусматривается безопасность всех видов работ.

Задачи технической диагностики состоят в определении наличия и параметров дефектов стенки трубы и сварных швов на основе информации и классификации дефектов по степени опасности и принятии решения:

- о возможности эксплуатации магистральных нефтепроводов на проектных режимах;

- необходимости перехода на пониженные режимы эксплуатации;
- необходимости проведения ремонта участка трубопровода (с точной локализацией мест его проведения).

Современные системы технического диагностирования трубопроводов являются не только средствами получения информации об их фактическом состоянии на этапах сооружения и эксплуатации, но и активными органами контроля управления качеством и надежности.

7.1. МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ, ОСНОВАННЫЕ НА КОНТРОЛЕ ПАРАМЕТРОВ

Контроль параметров процессов перекачки нефти можно использовать для обнаружения дефектов и прогнозирования изменения их состояния.

Метод базируется на данных контроля, регистрации и последующей обработки параметров нефтепровода и перекачиваемой нефти. Он получил название «параметрическая диагностика». Основу метода составляет расчет гидравлических характеристик нефтепровода по приведенным значениям измеряемых параметров и последующее сопоставление результатов расчета с первоначальными характеристиками нефтепровода, определенными после его сооружения или ремонта. Отклонение выходных параметров от номинальных свидетельствует об изменении технического состояния элементов нефтепровода, формирующих данный параметр. Эффективность метода параметрической диагностики зависит от правильности выбора исходных данных, а также от совершенства диагностической логики, используемой при их обработке. К недостаткам метода следует отнести необходимость учета влияния режима работы нефтепровода и внешних условий.

7.2. МЕТОДЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ

Электромагнитный метод позволяет обнаружить такие дефекты, как трещины, отслоения, задиры, царапины. Разрешающая способность и точность контроля при использовании электромагнитного метода зависят от чувствительности приборов, компоновки датчиков, характеристики намагничивания материала, системы преобразования сигналов. Электромагнитный метод, по сравнению с другими методами дефектоскопии, позволяет выявить множество мелких дефектов, в частности такие, которые возникают в толще трубы.

Для получения такой информации используется комплекс технических средств, в состав которых входит скребок-калибр и снаряд-профилемер. Проведение диагностических работ начинается с пропуска скребка-калибра, снабженного калибровочными дисками, укомплектованными тонкими мерными пластинами. Диаметр калибровочных дисков должен составлять 70 и 85 % от наружного диаметра трубопровода. По состоянию пластин после прогона

(наличие или отсутствия их изгиба) производится предварительное определение минимального проходного сечения участка нефтепровода. Минимальное проходное сечение линейной части нефтепровода, безопасное для пропуски стандартного профилемера, составляет 70 % от наружного диаметра трубопровода. Для получения полной информации о внутренней геометрии трубопровода на всем его протяжении после успешного пропуски скребка-калибра (т. е. подтверждения необходимого для безопасного пропуски профилемера проходного сечения трубопровода) осуществляется двукратный пропуск снаряда-профилемера, определяющего дефекты геометрии: вмятины, гофры, а также наличие особенностей: сварных швов, подкладных колец и других выступающих внутрь элементов арматуры трубопровода. При первом пропуске профилемера маркерные передатчики устанавливаются с интервалом 5...7 км. При втором и последующих пропусках профилемера установка маркеров производится только в тех точках, где по результатам первого пропуски обнаружены сужения, уменьшающие проходное сечение трубопровода от согласованного максимального уровня наружного диаметра, представляемого в таблицах технического отчета по результатам прогона профилемера. По результатам профилометрии предприятие, эксплуатирующее участки нефтепровода, устраняет сужения, уменьшающие проходное сечение на величину менее 85 % от наружного диаметра трубопровода.

На втором уровне диагностирования производится выявление дефектов типа потерь металла, вызывающих уменьшение толщины стенки трубопровода, а также расслоений и включений в стенке трубы с использованием комплекса технических средств, в состав которого входят: ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с радиально установленными ультразвуковыми датчиками; снаряд-профилемер; скребко-калибр; стандартные и специальные (щеточные) очистные скребки.

На третьем уровне диагностирования производится выявление поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах с использованием комплекса технических средств в составе магнитного снаряда-дефектоскопа, магнитного скребка, снаряда-шаблона, стандартных и специальных (щеточных и магнитных) очистных скребков.

На четвертом уровне диагностирования производится выявление продольных трещин в стенке трубы, трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах с применением комплекса

технических средств в составе ультразвукового снаряда-дефектоскопа с наклонно расположенными ультразвуковыми датчиками, снаряда-профилемера, скребка-калибра, стандартных и специальных (щеточных) очистных скребков.

Установка маркеров при первом пропуске снарядов-дефектоскопов осуществляется с интервалом 1,5... 2 км. При втором пропуске снарядов-дефектоскопов установка маркеров производится в тех точках, где имелись пропущенные маркерные пункты при первом пропуске и где по данным первого пропуса снаряда-дефектоскопа имеют место потери информации.

7.2.1. Очистные скребки типа СКР1 и СКР1-1

Очистной скребок СКР1 предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов.

Рабочая среда для скребков — нефть, нефтепродукты, вода.

Качественная очистка является необходимым условием получения достоверных данных при пропуске дефектоскопа.

Корпус скребка представляет собой стальную полу конструкцию. Фланцы, приваренные в средней и задней частях корпуса, обеспечивают крепление на них двух ведущих и четырех направляющих дисков, разделенных прокладочными дисками малого диаметра, и одной или двух манжет (в зависимости от конструкции). Прокладочные диски обеспечивают определенное расстояние между ведущим и чистящими дисками. Диски и манжеты изготавливаются из высококачественных полиуританов, стойких к истиранию. На переднем торце скребка расположены байпасные отверстия, ось которых направлена под углом к стенке трубопровода. Они предназначены для размыва отложений, которые скребок счищает с внутренней поверхности трубопровода и толкает впереди себя. Байпасные отверстия могут закрываться заглушками-болтами. В задней части скребка в защитной раме может устанавливаться передатчик для скребка. На заключительной стадии очистки, перед пропуском дефектоскопа «Ультраскан», на передней и на задних частях скребка вместо одного прокладочного устанавливается щеточный диск. Такой скребок называется скребком типа СКР1-1 или специальным. Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска очистного скребка,

составляет 85 % от наружного диаметра. Специальная комбинация чистящих и щеточных дисков обеспечивает эффективное удаление отложений с внутренних стенок трубопровода и из коррозионных углублений в стенках.

7.2.2. Профилемер «Калипер»

Профилемеры «Калипер» предназначены для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов отвода трубы, что необходимо для оценки возможности обследования нефтепровода внутритрубными снарядами-дефектоскопами.

Обнаруживаемые дефекты и особенности:

геометрические отклонения типа вмятин, овальностей, гофр, сужений, препятствий, криволинейных (радиусных) изгибов и т. д.; возможность определения наличия дефектов в поперечных сварных швах.

Профилемер «Калипер» состоит из двух секций, связанных между собой карданным соединением. В передней и задней частях первой секции и на второй секции установлены манжеты, предназначенные для центрирования и приведения в движение снаряда в трубопроводе. Коническая манжета, установленная на передней секции, предназначена для предотвращения застревания снаряда в тройниках, не оборудованных предохранительными решетками. В носовой части первой секции установлен бампер, под которым находится антенна приемопередатчика в защитном карболитовом кожухе, а на задней части, на подпружиненных рычагах — одометры для измерения пройденного расстояния.

На второй секции установлены манжеты и измерительная система, состоящая из множества рычагов с колесами (так называемый спайдер), для измерения проходного сечения, вмятин овальностей и других геометрических особенностей трубы. На карданном соединении смонтирована система измерения угла поворота, состоящая из неподвижного и подвижного «грибков». Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска профилемера, составляет 70 или 60 %, в зависимости от конструкции профилемера.

Наличие дефектов и особенностей на трубопроводе, их геометрические параметры и места расположения определяются по распечатке данных профилеметрии после пропуска «Калипера» по трубопроводу.

Обнаружение снаряда в трубопроводе осуществляется локатором по сигналам приемопередатчика при залегании трубы на глубине до двух метров.

Подъем и перемещение «Калипера» производится за корпус при помощи мягких поясов и траверсы.

Погрешность определения местоположения дефекта (на предварительно очищенной трубе, с использованием одометра, маркерной системы и информации о поперечных сварных швах): 1 м от ближайшего поперечного сварного шва.

Чувствительность измерительной системы снаряда: 2 мм (сварные швы, выступающие на 2 мм и более внутрь трубопровода, регистрируются снарядом).

Максимальная длина трубопровода, диагностируемая за один пропуск прибора: 250 км в газе или в воде, 500 км в нефти.

7.2.3. Магнитный дефектоскоп

Магнитный дефектоскоп предназначен для высокоточной дефектоскопии трубопроводов методом регистрации рассеяния магнитного потока, обнаружения и определения размеров дефектов потери металла и поперечных трещин по всей окружности трубопровода.

При подготовке нефтепровода к диагностическому обследованию (для удаления мусора, состоящего из металлических предметов в виде остатков электродов, проволоки и т. п.) необходим пропуск магнитных скребков.

Для трубопроводов диаметром 720 мм снаряд выполнен двухсекционным. Секции соединены между собой буксировочными тягами с универсальными шарнирами.

Передняя секция представляет собой стальной корпус, с обоих концов которого по периметру расположены постоянные магниты со щетками, между которыми расположено кольцо датчиков и другие элементы внешней электроники.

На передней и задней частях корпуса устанавливаются полиуретановые манжеты. В носовой части имеется такелажное кольцо с установленным «грибком» для выемки снаряда из камеры приема, а также поддерживающие колеса. В задней части корпуса расположено такелажное кольцо и универсальный шарнир.

Вторая секция дефектоскопа для трубопроводов диаметром 720 мм представляет собой стальной корпус, в котором размещаются модуль обработки и записи данных, батарейный модуль. На внешней части корпуса расположены второе кольцо датчиков, позволяющих уточнить местоположение дефектов, датчики температуры и дифференциального давления, другие элементы внешней электроники. На передней и задней частях корпуса расположены поддерживающие колеса, предназначенные для центрирования снаряда в трубе и такелажные кольца. Сзади установлены три одометрических колеса для измерения пройденной дистанции, на переднем торце имеется универсальный шарнир.

Все нестандартизированные средства измерений, предназначенные для контроля технического состояния подводных трубопроводов, могут быть допущены к применению только после их метрологической аттестации.

Средства контроля технического состояния подводных трубопроводов должны:

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

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

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

Допускается применение приборов, основанных на других физических принципах, если их применение технически целесообразно и точность, обеспечиваемая прибором, удовлетворяет вышеуказанным требованиям.

7.3. МЕТОД ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Для предотвращения аварийной ситуации, связанной с износом действующего подводного газонефтепровода разработана методика для оценки эксплуатационной надежности подводных трубопроводов, в основу которой положены вероятностно-статистические методы.

Суть метода состоит в следующем. Проводится обработка статистических наблюдений. Затем рассчитываются показатели надежности:

1) вероятность безотказной работы находится по формуле:

$$R_i(t_{cpi}) = 1 - F_i(t), \quad (4)$$

где $F_i(t)$ — функция нормального распределения;

2) интенсивность отказов находится по формуле:

$$h(t_{cpi}) = \frac{f(t_{cpi})}{R(t)}, \quad (5)$$

где $R(t)$ — вероятность безотказной работы, $f(t_{cpi})$ — функция нормального распределения, отыскиваемая в статистических таблицах по вычисленному значению аргумента этой функции.

Анализ полученных результатов позволяет сделать ряд заключений. Во-первых, с заданной доверительной вероятностью можно определить время формирования периода интенсивного износа. Во-вторых, при заданном оптимальном показателе вероятности безотказной работы можно установить период нормальной эксплуатации наблюдаемых подводных трубопроводов. В-третьих, из выражения $\{[R(t_i) - R(t_{i+1})] / (t_{i+1} - t_i)\} 100\%$ определяется средний темп снижения показателей надежности $\Delta R(t_i)$ в любом временном интервале, в том числе для периода нормальной эксплуатации $\Delta R(t_n)$ и периода старения $\Delta R(t_c)$. Наконец, функция интенсивности отказов $h(t)$ характеризует вероятность возникновения отказа для рассматриваемого момента времени, что позволяет разработать график для своевременного проведения реконструкции подводного трубопровода.

8. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Система технического обслуживания подводных трубопроводов включает ремонтные работы: планово-предупредительный, текущий, аварийно-восстановительный и капитальный ремонты.

Планово-предупредительный и текущий ремонты не связаны непосредственно с нарушением целостности трубопровода и выполняются в целях предупреждения опасности размыва, деформации дна и береговых участков трубопровода, нарушения целостности берегоукрепительных и других сооружений на подводном трубопроводе.

8.1. ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫЙ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТЫ

К планово-предупредительному и текущим ремонтам относятся работы:

- по отводу поверхностных, паводковых и ливневых вод от створов подводных трубопроводов с расчисткой старых и устройством новых водоотводных канав, дренажа;

- ежегодной (перед весенним паводком) очистке от снега водоотводных канав и водопропускных отверстий;

- ремонту и замене створных и информационных знаков на берегах, реперов и указателей, пришедших в негодность;

- засыпке грунтом образовавшихся на пойме и берегах промоин и других эрозионных форм, несущих опасность оврагообразования;

- ремонту надводных участков крепления берегов.

Планово-предупредительный и текущий ремонты обычно выполняются без снижения давления на подводном трубопроводе. В объем работ по текущему ремонту должны включаться работы,

не предусмотренные в планах капитального ремонта газонефтепровода. Способы, объем и сроки проведенных планово-предупредительных и текущих ремонтов вносятся в журнал ремонта подводного трубопровода.

8.2. АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Аварийно-восстановительный ремонт подводного газонефтепровода выполняется для быстрого устранения отказов, восстановления его работоспособности и обеспечения бесперебойной транспортировки продукта до производства капитального ремонта.

Необходимость аварийно-восстановительного ремонта возникает в следующих случаях:

незначительные местные повреждения, вызывающие утечку газа, нефти (например, точечная коррозия, свищи);

незначительные повреждения газонефтепровода и его изоляции от ударов судовым якорем-волокушей проходящего судна;

вибрация газонефтепровода на провисающем участке, длина которого равна критической или близка к ней;

отказ газонефтепровода.

На период аварийно-восстановительных работ подача газа, нефти по ремонтируемому газонефтепроводу должна быть отключена.

После выполнения аварийно-восстановительного ремонта составляется акт сдачи ремонтируемого трубопровода в эксплуатацию. В акте указываются способ и объемы работ, выполненные при ремонте. К акту прикладываются:

акт испытаний трубопровода;

акт водолазного обследования;

исполнительный чертеж выполненного аварийно-восстановительного ремонта.

8.3. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Капитальный ремонт подводного трубопровода выполняется при неисправном и предельном техническом состоянии, установленном обследованием по проекту.

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

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

Сведения о капитальных ремонтах и обследованиях необходимо внести в паспорт подводного трубопровода.

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

9. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

9.1. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

Облегчение и оздоровление условий труда, устранение причин травматизма и заболеваемости рабочих рассматривается в нашей стране как первостепенная государственная задача.

Правила по технике безопасности при эксплуатации машин можно разделить на *общие*, применительные к любой машине, и *специфические*, свойственные только определенному типу машин.

Ниже приведены общие правила техники безопасности для горных, дорожных и строительных машин следующие.

1. К управлению машиной допускаются лица, имеющие удостоверение на право управления и обслуживания, сдавшие экзамен по технике безопасности и инструкции по эксплуатации машины. Во время работы машинист обязан иметь при себе сменный наряд и удостоверение на право управления.

2. Ответственными лицами за безопасные условия работы на строительной площадке (в карьере) являются начальник строительства (карьера) и сменный инженер. Ответственным за технику безопасности при работе, перемещении, осмотре и остановке машины является ее машинист, в подчинении у которого находятся все рабочие обслуживающей бригады. Машинист и рабочие должны иметь соответствующие ГОСТу спецодежду, а в необходимых случаях — защитные приспособления (защитные очки, рукавицы и т. п.).

3. Все движущиеся части машины — зубчатые колеса, цепные и ременные передачи, фрикционные диски, муфты, валы и т. п., находящиеся в зоне возможного пребывания персонала, должны быть надежно ограждены или заключены в прочные, неподвижно укрепленные кожухи, конструкция которых, вместе с тем, обеспечивает удобство для наблюдения за работой этих частей и их смазки. Рубильники и предохранители машин с электроприводом должны находиться в запирающихся ящиках или иметь глухие безопасные кожухи, а вся электропроводка на высоте ниже 2 м над уровнем площадки должна быть заключена в заземленные металлические трубы.

4. Все машины с крановым оборудованием подлежат осмотру и регистрации в инспекции Госгортехнадзора.

5. Запрещается работать на неисправных машинах, а также производить смазку, регулировку и какой-либо ремонт во время их работы. Для выполнения этих операций машина должна быть остановлена, заторможена и все двигатели, находящиеся в ней, выключены.

6. Во время работы машины машинист обязан находиться на специально предназначенном для него месте; он не имеет права допускать на машину посторонних лиц, оставлять ее с работающим двигателем хотя бы на короткое время.

7. При работе машины в ночное время она, независимо от освещенности места работы, должна иметь переднее и заднее освещение.

8. По окончании работы наземные передвигающиеся машины необходимо поставить на тормоза. Следует помнить, что под влиянием ветра или других причин может возникнуть самопроизвольное движение незаторможенной машины.

9. К работе со скалорезными и землерезными наземными агрегатами могут быть допущены машинисты бульдозера или экскаватора, прошедшие специальный инструктаж и получившие удостоверение на право обслуживания этих агрегатов. В зоне работы режущего органа ротора, бара, зуба рыхлителя посторонним лицам находиться воспрещается. За действием рабочих органов машины должен постоянно следить помощник машиниста и о всех неисправностях сообщать машинисту.

10. Работа с пневматическим инструментом разрешается при полной его исправности и укомплектованности рабочими накопниками, шлангами и т. п. К работе с пневматическим инструментом допускаются рабочие, прошедшие специальное обучение.

Рабочий обязан содержать инструмент в чистоте, периодически (согласно инструкции) его смазывать и следить за тем, чтобы размеры и форма хвостовика рабочего наконечника были в точности такими, как это требуется для данного типа инструмента.

11. При работе с пневматическим инструментом рабочие должны строго соблюдать следующие правила:

шланги присоединять и разъединять только после прекращения подачи сжатого воздуха;

продувать шланг перед присоединением его к инструменту;

воздух подавать только после установки инструмента в рабочее положение;

буры и шланги заменять только после прекращения подачи воздуха;

холостая работа инструмента допускается только для опробования его перед работой или при ремонте.

12. Во время работы на станках для бурения шпуров и скважин в наземных условиях должны соблюдаться общие правила безопасности при эксплуатации машин, изложенные выше. Во избежание падения станка под откос запрещается ставить станок ближе 3 м от верхней бровки. При передвижении по уклонам и подъемам более 10...15° мачта станка должна быть опущена и приняты меры, позволяющие удержать станок в случае обрыва ходовых цепей. Буровой инструмент при передвижении прочно укрепляется на мачте станка. Перед началом бурения очередной скважины станок должен надежно устанавливаться горизонтально при помощи шпал.

13. При забурировании скважин станками ударно-канатного бурения обязательно применять трубы длиной не менее высоты подъема бурового инструмента. Все движущиеся части станков должны быть надежно ограждены от случайных к ним прикосновений.

14. Бурильщик перед началом работы должен осмотреть забой и при обнаружении нависших кусков породы удалить их. Шпур следует располагать таким образом, чтобы заряд при взрывании мог подорвать заряды соседних шпуров.

Каждый бурильщик в случае обнаружения отказа заряда немедленно сообщает об этом взрывнику, оставив возле обнаруженного отказа условный знак. До прихода взрывника категорически запрещается проводить работы в забое вблизи обнаруженного отказа.

15. При использовании в наземных условиях электроинструмента (электросверла) и машин, работающих на электроэнергии, их тщательно заземляют. Во время работы необходимо постоянно следить за исправностью заземляющего устройства, сохранностью изоляции провода. Бурильщики обязаны работать в резиновых перчатках, а в сырых местах надевать галоши.

16. Для предупреждения производственного травматизма каждому рабочему выдается инструкция, в которой должны быть изложены все указания по выполнению буровых работ и основные правила техники безопасности при обслуживании буровых станков.

17. Перед началом производства работ следует определить места возможных оползней и принять меры по их предупреждению. Запрещается вести работу подкопом; на объектах с движением транспорта и пешеходов места работ должны быть ограждены, а ночью освещены; через котлованы и траншеи следует устраивать переходы с ограждениями, а выброшенный грунт размещать не ближе 0,5 м от бровки.

18. Спуск рабочих в зону производства работ допускается только по лестнице и стремянкам.

19. В местах возможного появления газов или воды работу необходимо вести под постоянным наблюдением мастера или прораба; при этом необходимо иметь противогазы.

20. Для тушения загоревшегося оборудования пользуются пенными огнетушителями и огнетушителями с сухим порошкообразным химическим веществом.

Нельзя тушить водой оборудование, находящееся под напряжением, легковоспламеняющиеся жидкости и химические вещества, дающие с водой соединения, способствующие горению.

21. Особые условия по технике безопасности предъявляются при спуске водолазов под воду и при их работе под водой. Правила работы в этих условиях регламентируются «Едиными правилами охраны труда на водолазных работах».

Предельную глубину погружения и допуск к погружению определяет квалификационная и медицинская комиссии. Существуют три вида спусков: мелководные — до 12 м, средние — до 45 м, глубоководные — более 45 м. Спуск на глубину до 45 м должен производиться двумя водолазами — обеспечивающим и страхующим,

находящимися наверху. При глубине свыше 45 м нужен еще один водолаз. Продолжительность пребывания водолаза под водой с учетом декомпрессии не должна превышать 2,5 ч.

Подготовка спуска выполняется в следующей последовательности: измерение глубин, температуры воды, скорости течения, определение типа грунта; выбор места для снаряжения и подготовки водолаза к спуску; проверка лично водолазом снаряжения и оборудования; запись о проверке в журнале.

При ручных работах на водолазной помпе до глубины 12 м должно быть трое рабочих — качальников, при глубинах до 20 м — восемь рабочих. Водолаз при работе под водой должен постоянно держать в зоне наблюдения сигнальный конец, четко реагировать и отвечать на сигналы. На водолазном судне должны быть установлены соответствующие сигналы. Качество воздуха, подаваемого компрессором, должно контролироваться. При спуске в различном снаряжении следует выполнять правила, определяемые в инструкции по эксплуатации этих приборов. При волнении свыше 3 баллов спуск запрещается (за исключением работ, необходимых для спасения людей). При скорости течения свыше 1 м/с работы выполняют наиболее опытные водолазы; при этом необходимо утяжелить грузы, прикрыть водолаза щитами от напора воды.

В зимних условиях работы выполняются при температуре не ниже — 15° С и силе ветра не более 5 баллов. На месте работ должна быть горячая вода для отогрева снаряжения; спуск при ледоходе запрещается.

Во всех случаях подводных работ на станции должен находиться запасной, готовый к употреблению, комплект водолазного снаряжения для выполнения спасательных работ.

22. Особые требования предъявляются при работе на землесосных снарядах, относящихся к устройствам с повышенной опасностью. К обслуживанию этих машин допускаются рабочие не моложе 18 лет, прошедшие техническое обучение и имеющие удостоверение на право работы. Кроме перечисленных выше правил безопасности, рабочие земснарядов должны знать Правила технической эксплуатации и безопасности обслуживания электроустановок промышленных предприятий и иметь квалификационную группу не ниже второй.

У борта земснаряда должна находиться спасательная лодка с якорем, фонарем, спасательным кругом, багром, шнуром. На земснаряде должно быть столько же пробковых кругов, сколько

рабочих, на каждом борту — по два спасательных круга. Забой земснаряда ограждается знаками на расстоянии от бровки забоя не менее двукратной высоты забоя. Отсеки периодически следует проверять на герметичность. Противопожарные мероприятия должны выполняться по аналогии с общими правилами, рассмотренными выше.

23. При производстве подводных строительных работ обязательным является соблюдение требований СНиП III-A11—70 «Техника безопасности в строительстве», «Правил техники безопасности и производственной санитарии при производстве строительномонтажных работ по постройке портовых гидротехнических сооружений» Минтрансстроя СССР, «Единых правил безопасности при взрывных работах» ММФ СССР, «Правил технической эксплуатации перегрузочных машин морских портов» ММФ СССР, правил Регистра СССР при эксплуатации и обслуживании пловучих кранов при работе на море.

9.2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

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 Госгортехнадзором, провести экологическое обследование трубопроводов.

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

Экологический мониторинг представляет собой область человеческой деятельности междисциплинарного характера, основные задачи которой наблюдение за состоянием биосферы, оценка и прогноз ее состояния, определение степени, выявление факторов и источников антропогенного воздействия на окружающую среду.

Применительно к строительству, реконструкции и капитальному ремонту подводных трубопроводов программа экомониторинга включает:

проведение научно-исследовательских работ по созданию средств измерений, информационных технологий сбора, передачи и обработки данных о состоянии окружающей среды;

создание нормативной и методической базы для системы экологического мониторинга;

выполнение работ по разработке и развертыванию подсистем экологического мониторинга для конкретных технологических процессов и т. д.

При этом первоочередное внимание нужно уделять тем технологическим процессам, которые наносят наиболее ощутимый ущерб окружающей среде.

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 (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.

Виды экологических отказов систем довольно разнообразны. Один технический отказ может вызвать несколько параллельно возникающих цепочек экологических отказов различных видов (так называемое «дерево отказов»), для учета которых принимают теорию графов и математической логики. В конце каждой такой цепочки следует определить вероятность возникновения «элементарного экологического отказа», например, вероятность гибели определенного вида рыб в водоеме, куда произошел выброс нефтепродуктов при аварии подводного перехода нефтепровода (технический отказ).

Не все технические и экологические отказы создают критическую ситуацию и обеспечивают экологическую опасность терминального характера. В последнее время при создании крупных технических и хозяйственных сооружений со сложными инженерными решениями особое значение придается анализу таких критических ситуаций, когда неблагоприятное событие (технологическая авария, стихийное бедствие, природно-технологическая катастрофа) привело к значительным экологическим последствиям для целых регионов с гибелью живых существ и опасностью для жизни людей.

Анализ риска возникновения ЧС и экологического риска, связанных с деятельностью потенциально опасного объекта, производится путем совместной оценки тяжести прогнозируемой аварии и вероятности ее возникновения и представляет собой последовательность следующих действий:

- идентификацию возможных (экстремальных, критических, терминальных) событий;

- определение вероятности их возникновения и проявления;

- выявление воздействий на окружающую среду;

- определение вероятных негативных последствий (количественные оценки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии даны общие сведения о подводных трубопроводах, приведена информация о конструктивных схемах размещения трубопроводов под водой. Подробно рассмотрены различные технологии строительства подводных нефтегазопроводов: конструкции труб, виды выполняемых работ, машины и механизмы, с помощью которых осуществляется прокладка трубопроводов.

В пособии описан показан весь спектр строительно-монтажных и ремонтных работ, производимых при строительстве и эксплуатации подводных трубопроводов, том числе детально рассмотрены применяемые и новейшие разработки по защите нефтегазопроводов от коррозии.

Подробно изложены правила обеспечения технической и экологической безопасности при строительстве и эксплуатации морских трубопроводов.

Представленные в учебном пособии теоретические материалы необходимы для освоения дисциплины «Подводные трубопроводы» и могут быть использованы в курсовом и дипломном проектировании.

Список рекомендуемой литературы

1. *Бородавкин, П. П.* Морские нефтегазовые сооружения. Часть 2. Технология строительства / П. П. Бородавкин. — М. : Недра, 2007.
2. *Бородавкин, П. П.* Механика грунтов / П. П. Бородавкин. — М.: Недра, 2005.
3. Морские трубопроводы / Ю. А. Васильев, А. С. Федоров, Г. Г. Васильев и др. — М. : Недра, 2001.
4. Сооружение подводных трубопроводов / Б. В. Самойлов, Б. И. Ким, В. И. Зоненко, В. И. Кленин. — М. : Недра, 1995.
5. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела, В. А. Красков, В. М. Москвич, А. Е. Сощенко. — М. : Недра, 2001.
6. РД 39-30-1060—84. Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов. — Уфа : ВНИИСПТнефть, 1984.
7. *Храменков, С. В.* Технология восстановления трубопроводов бестраншейными методами / С. В. Храменков. — М. : Издательство ассоциации строительных вузов, 2004.

Учебное издание

Томарева Инесса Александровна

КОНСТРУКТИВНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Учебное пособие

Начальник РИО *М. Л. Песчаная*
Зав. редакцией *О. А. Шипунова*
Редактор *И. Б. Чижикова*
Компьютерная правка и верстка *Н. А. Каширина*

Минимальные систем. требования:
PC 486 DX-33; Microsoft Windows XP; Internet Explorer 6.0; Adobe Reader 6.0.

Подписано в свет 29.08.2014. Гарнитура «Таймс». Уч.-изд. л. 4,7. Объем данных 16 Мбайт.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет»
Редакционно-издательский отдел
400074, Волгоград, ул. Академическая, 1
<http://www.vgasu.ru>, info@vgasu.ru