

РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА

ПРАВИЛА

КЛАССИФИКАЦИИ И ПОСТРОЙКИ
МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ



2003

Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов Российского морского регистра судоходства утверждены в соответствии с действующим положением и вступают в силу с момента опубликования.

Настоящие Правила охватывают все технические аспекты разработки и строительства подводных трубопроводов на шельфе.

При разработке Правил был учтен опыт других классификационных обществ.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	5
1.1 Область распространения и сфера деятельности.	5
1.2 Определения и пояснения	6
1.3 Классификация	8
1.4 Объем освидетельствований.	10
1.5 Техническая документация	15
2 НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	18
3 ПРОЧНОСТЬ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	22
3.1 Основные положения.	22
3.2 Определение толщины стенки трубопровода	22
3.3 Расчет подводного трубопровода на устойчивость (смятие) под действием гидростатического давления	24
3.4 Расчет подводного трубопровода на локальное смятие	25
3.5 Расчет подводного трубопровода на лавинное смятие.	26
3.6 Расчет подводного трубопровода на усталость	27
4 МАТЕРИАЛЫ	28
5 СВАРКА	28
6 БАЛЛАСТИРОВКА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	30
6.1 Общие положения.	30
6.2 Сплошные балластные покрытия.	30
7 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ	34
7.1 Общие сведения	34
7.2 Защита от внутренней коррозии	35
7.3 Защита от внешней коррозии	36
8 МОНТАЖ И ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ	48
8.1 Общие положения.	48
8.2 Трассировка трубопроводов	49
8.3 Морские операции при укладке трубопроводов.	51
8.4 Способы укладки трубопроводов на морское дно	53
8.5 Испытания подводных трубопроводов давлением	58

9 ОБСЛУЖИВАНИЕ, ИНСПЕКТИРОВАНИЕ И РЕМОНТ	60
9.1 Обслуживание и инспектирование	60
9.2 Ремонт	62
10 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ	65
10.1 Область распространения	65
10.2 Термины, определения и пояснения	65
10.3 Основные принципы.	68
10.4 Основные требования к проведению анализа риска.	69
10.5 Методы проведения анализа риска	74
Приложение I. Рекомендации по обеспечению надежности и безопасности подводных трубопроводов на морском грунте	76
Приложение II. Количественные показатели анализа риска	84
Приложение III. Методы анализа риска.	89

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И СФЕРА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Настоящие Правила классификации и постройки трубопроводов (далее – Правила) распространяются на трубопроводы, эксплуатируемые в шельфовых зонах, береговые переходы и участки сухопутных магистралей до ближайшего от уреза воды запорного устройства, транспортирующие жидкие, газообразные и двухфазные углеводороды, а также другие среды, способные транспортироваться по трубопроводам.

При проведении освидетельствований кроме настоящих Правил Российской морской регистр судоходства (далее – Регистр) использует также Руководство по техническому надзору за промышленной безопасностью промышленных объектов и технических устройств, нормы и правила национальных органов технадзора.

1.1.2 В каждом конкретном случае специальным соглашением об освидетельствовании оговаривается объем освидетельствований, проводимых Регистром, с владельцем трубопровода, организацией, занимающейся его эксплуатацией, и согласовывается, в случае необходимости, в национальных органах технического надзора.

Между владельцем трубопровода и организацией, занимающейся его эксплуатацией, должно быть заключено соглашение о разделе ответственности за безопасность.

1.1.3 Настоящие Правила не распространяются на гибкие шланги и свободно перемещаемые трубопроводы. Гибкие шланги должны отвечать требованиям разд. 6 части VIII «Системы и трубопроводы» Правил классификации и постройки морских судов. В зависимости от условий применения к гибким шлангам в составе подводных трубопроводов могут быть предъявлены дополнительные требования.

1.1.4 Требования, содержащиеся в Правилах, относятся к документации, сертификации, проектированию, материалам, изготовлению, сварке, способам укладки, прочности, устойчивости на грунте, тестированию, эксплуатации, ремонту и оценке безопасности морских подводных трубопроводов.

1.1.5 Правила применимы к однониточным, многониточным трубопроводам и трубопроводам типа “труба в трубе”.

1.1.6 Правила могут применяться к существующим подводным трубопроводам, построенным без наблюдения Регистра, с целью проведения освидетельствования технического состояния и подтверждения допустимости к дальнейшей эксплуатации.

1.1.7 Регистр вправе одобрить в качестве альтернативной конструкцию, не соответствующую требованиям настоящих Правил, но удовлетворяющую условиям предназначенного функционирования при эксплуатации

подводных трубопроводов, либо предъявить к этой конструкции более жесткие требования.

1.1.8 В случае, изложенном в 1.1.6, Регистр вправе потребовать проведения специальных испытаний во время строительства, а при эксплуатации он может сократить сроки между периодическими освидетельствованиями или увеличить объем этих освидетельствований.

1.1.9 Подводные трубопроводы, выполненные по другим нормам, правилам или стандартам, могут быть одобрены Регистром альтернативно или в дополнение к настоящим Правилам. Находящиеся в стадии строительства трубопроводы должны быть приведены в соответствие с требованиями настоящих Правил в сроки, согласованные с Регистром.

1.1.10 Требования Правил применимы к подводным трубопроводам, укладываемым буксировкой секций на плаву с последующим погружением на дно, опускаемым секциями с барабана судна-трубоукладчика, укладываемым протаскиванием по дну с последовательным наращиванием на береговой площадке, укладываемым свободным погружением и с плавучих опор, сбрасыванием со льда, опускаемым на дно с помощью наклонных стингеров, укладываемых *J* – способом.

1.2 ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОЯСНЕНИЯ

Атмосферная зона — часть трубопровода, расположенная выше зоны всплеска.

Величина заглубления — разность между уровнями расположения верхней образующей трубопровода и естественным уровнем грунта морского дна.

Всплеск давления — случайное давление, вызываемое сбоем установившегося режима течения в трубопроводной системе, не превышающее расчетное давление более чем на 10%.

Высота зоны всплеска — вертикальное расстояние между верхним и нижним пределами колебаний зоны всплеска.

Глубина моря — расстояние по вертикали, измеренное от дна моря до среднего уровня воды, плюс суммарная высота астрономического и штормового приливов.

Давление избыточное — разность двух абсолютных давлений – наружного гидростатического и внутреннего.

Длина провисающего участка трубопровода — длина трубопровода, не соприкасающегося с морским дном или с опорными устройствами.

Допускаемые напряжения — максимальные суммарные напряжения в трубопроводе (продольные, кольцевые и тангенциальные), допускаемые нормами.

Заглубление трубопровода — размещение подводного трубопровода ниже естественного уровня грунта морского дна.

Зона всплеска — наружные поверхности трубопроводной системы, периодически смываемые (забрызгиваемые) водой в результате действия волн и течений.

Испытательное давление — нормированное давление, при котором производится испытание трубопровода перед сдачей его в эксплуатацию.

Испытание на герметичность — гидравлическое испытание давлением, устанавливающее отсутствие утечки транспортируемого продукта.

Испытание на прочность — гидравлическое испытание давлением, устанавливающее конструктивную прочность трубопровода.

Минимальный предел текучести — минимальный предел текучести, указанный в сертификате или стандарте, по которым поставляются трубы. В расчетах принимается, что при минимальном пределе текучести суммарное удлинение не превышает 0,2%.

Номинальный диаметр трубы — наружный диаметр трубы, приведенный в стандарте, по которому поставляются трубы.

Номинальная толщина стенки — толщина стенки трубы, приведенная в стандарте, по которому поставляются трубы.

Отрицательная плавучесть трубопровода — сила, направленная вниз и равная весу конструкции трубопровода на воздухе за вычетом веса воды, вытесненной погруженным объемом трубопровода.

Подводный трубопровод — часть трубопроводной транспортной системы, расположенная ниже уровня воды, включающая сам трубопровод, устройства электрохимической защиты на те или другие элементы, обеспечивающие транспортирование рабочих сред при заданном технологическом режиме.

Прокладка трубопровода — комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и заглублению, если она есть, морского трубопровода.

Расчетное давление — давление, принятое как постоянно действующее максимальное давление, оказываемое транспортируемой средой на трубопровод в процессе его эксплуатации и на которое рассчитана трубопроводная система.

Стингер — устройство, устанавливаемое на корме трубоукладочного судна или баржи и предназначенное для формирования пологой кривой оси трубопровода с укладкой по S-образной кривой и для уменьшения изгибных напряжений трубопровода в процессе укладки.

Стояк — часть трубопровода или гибкий шланг, соединяющие подводный и надводный трубопроводы.

Транспортируемые среды — жидкие, газообразные и двухфазные углеводороды, а также другие среды, способные транспортироваться по трубопроводам.

Трубозаглубители — машины, предназначенные для заглубления предварительно уложенных поверх морского дна трубопроводов в грунт с помощью гидродиффузионных, фрезерно-гидравлических, гидромеханических, плунжерных и других типов устройств, а также земснарядов.

Трубоукладчик (трубоукладочное судно) — специализированное судно, предназначенное для прокладки подводного трубопровода.

Укладка трубопровода протаскиванием по дну — технологический процесс, состоящий из предварительного монтажа трубопровода на строительно-монтажной площадке на полную длину или с последовательным наращиванием нитки трубопровода с протаскиванием по морскому дну с помощью различных тяговых устройств и оборудования.

Укладка трубопровода с применением барабана — укладка трубопровода с трубоукладочного судна с предварительной намоткой его на специальный барабан.

Укладка трубопровода с применением наклонного бурения — представляет собой сочетание процессов наклонного бурения и укладки подводного трубопровода.

Укладка трубопровода *J*-методом — укладка трубопровода свободным погружением на дно моря с применением наклонной или вертикальной рампы при глубинах более 300 м, состоит из двух этапов: на первом — трубопровод опускается вертикально (или почти вертикально) с трубоукладочного судна методом наращивания до момента касания морского дна; на втором — происходит изгиб трубопровода, в процессе которого по мере движения трубоукладочного судна трубопровод ложится на дно моря.

Укладка трубопровода *S*-методом — укладка трубопровода свободным погружением на дно моря, при этом участок трубопровода, находящийся между точкой касания дна и стингером, принимает форму *S*-образной кривой.

Утяжеляющее (балластное покрытие) — покрытие, наносимое на трубопровод с целью придания ему отрицательной плавучести и защиты от механических повреждений.

1.3 КЛАССИФИКАЦИЯ

1.3.1 Присваиваемый Регистром подводному трубопроводу класс состоит из основного символа, дополнительных знаков и словесных характеристик, определяющих его назначение и конструкцию.

1.3.2 Основной символ класса, присваиваемый Регистром подводному трубопроводу, состоит из следующих знаков: ПТ⊕, ПТ★ или ПТ⊗.

В зависимости от того, под наблюдением какого надзорного органа построен подводный трубопровод, основной символ класса устанавливается следующим образом:

.1 подводным трубопроводам, построенным по правилам и под наблюдением Регистра, присваивается класс с основным символом ПТ⊕;

.2 подводным трубопроводам, построенным по правилам и под наблюдением признанного Регистром надзорного органа, присваивается класс с основным символом ПТ★;

.3 подводным трубопроводам, построенным без наблюдения признанного Регистром органа, присваивается класс с основным символом ПТ⊗.

1.3.3 К основному символу класса добавляются словесные характеристики, указывающие на назначение трубопровода:

- газопровод;
- нефтепровод;
- химический трубопровод;
- водопровод.

1.3.4 К основному символу класса добавляются дополнительные характеристики:

- географический район расположения;
- максимальное допустимое рабочее давление (МПа);
- максимальная допустимая температура рабочей среды (°С).

Например: ПТ⊕ нефтепровод, Балтийское море, 12 МПа, 90°С.

1.3.5 Регистр может присвоить класс подводному трубопроводу по окончании постройки, а также присвоить или возобновить класс трубопровода, находящегося в эксплуатации.

1.3.6 Присвоение подводному трубопроводу класса Регистра означает подтверждение соответствия трубопровода предъявляемым к нему требованиям Правил и взятие трубопровода под наблюдение на определенный срок с проведением всех предписанных Регистром освидетельствований для подтверждения соответствующего класса.

1.3.7 Подтверждение класса означает подтверждение Регистром соответствия технического состояния трубопровода присвоенному классу и продление наблюдения Регистра на установленный период.

1.3.8 Класс подводному трубопроводу присваивается или возобновляется Регистром, как правило, на пятилетний срок, однако в обоснованных случаях Регистр может присвоить или возобновить класс на меньший период.

1.3.9 В случае, если подводный трубопровод не предъявляется к обязательному освидетельствованию в предписанный срок; если он не был предъявлен к освидетельствованию после ремонта; если на нем введены

конструктивные изменения, не согласованные с Регистром, или если ремонт трубопровода был осуществлен без наблюдения Регистра, то Классификационное свидетельство теряет силу, что влечет за собой приостановку класса.

1.3.10 Снятие класса означает прекращение наблюдения Регистра, при этом возобновление его действия является предметом специального рассмотрения Регистром.

1.3.11 Снятие класса или отказ Регистра от осуществления наблюдения может произойти в случаях, когда владелец трубопровода или организация, занимающаяся его эксплуатацией, систематически нарушают Правила, а также, если Сторона, заключившая с Регистром договор об освидетельствованиях, нарушает его.

1.3.12 Используемые материалы и изделия должны подвергаться необходимым освидетельствованиям и испытаниям в процессе изготовления в установленном Регистром порядке и объеме.

1.4 ОБЪЕМ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЙ

1.4.1 Общие положения.

1.4.1.1 Объем работ по освидетельствованию и классификации включает следующие этапы деятельности:

рассмотрение и одобрение технической документации;

освидетельствование материалов и изделий, предназначенных для строительства и ремонта трубопроводов;

наблюдение за строительством и ремонтом подводных трубопроводов;

освидетельствования подводных трубопроводов в процессе эксплуатации;

присвоение, подтверждение, возобновление и восстановление класса, внесение соответствующих записей и выдача документов Регистра.

1.4.1.2 Изменения, осуществляемые строителями и владельцами, касающиеся материалов и конструкций подводного трубопровода, на которые распространяются требования Правил, должны быть одобрены Регистром до их реализации.

1.4.1.3 Спорные вопросы, появляющиеся при проведении освидетельствования, могут быть представлены владельцами трубопроводов непосредственно в Главное управление Регистра.

1.4.2 Освидетельствование материалов и изделий.

1.4.2.1 Изготовление материалов и изделий следует производить по технической документации, одобренной Регистром.

При проведении освидетельствований Регистр может проверить выполнение конструктивных, технологических и производственных нормативов и процессов, не регламентированных Правилами, но влияющих на выполнение их требований.

1.4.2.2 Новые или впервые предъявляемые для освидетельствования Регистру материалы, изделия или технологические процессы должны иметь допуск Регистра. Образцы материалов, изделий или новые технологические процессы после одобрения Регистром технической документации должны быть подвергнуты испытаниям по программе и в объеме, согласованном с Регистром.

1.4.2.3 Формы технического наблюдения, осуществляемого Регистром при изготовлении материалов и изделий, могут быть следующими:

- освидетельствование инспектора;
- освидетельствование признанного Регистром предприятия;
- освидетельствование в форме признания Регистром документации;
- освидетельствование по поручению Регистра.

Выбор формы освидетельствования осуществляет Регистр при заключении соглашения о техническом наблюдении за подводным трубопроводом.

1.4.2.4 В процессе освидетельствования материалы и изделия должны подвергаться необходимым испытаниям в установленном Регистром порядке и объеме. Эти материалы и изделия должны иметь установленные Регистром документы, а в необходимых случаях — клейма, подтверждающие его освидетельствование, и маркировку, позволяющую установить их соответствие этим документам.

1.4.3 Техническое наблюдение за строительством, эксплуатацией и ремонтом подводных трубопроводов.

1.4.3.1 Наблюдение за строительством подводных трубопроводов выполняют инспекторы Регистра в соответствии с одобренной Регистром технической документацией. Объем проводимых осмотров, измерений и испытаний, осуществляемых в ходе наблюдения, устанавливается Регистром с учетом конкретных условий для данного трубопровода.

1.4.3.2 Владельцы подводных трубопроводов обязаны соблюдать в период эксплуатации сроки периодических и других предписанных Регистром освидетельствований и соответствующим образом подготавливать трубопровод к освидетельствованиям.

1.4.3.3 Владельцы подводных трубопроводов обязаны заявлять Регистру о всех имевших место в период между освидетельствованиями аварийных случаях и ремонтах подводного трубопровода и его комплектующих, на которые распространяются требования Правил.

1.4.3.4 В случае установки в подводный трубопровод в период эксплуатации или ремонта новых комплектующих изделий, на которые распространяются требования Правил, к ним применяются положения 1.4.2, 1.4.3.1 — 1.4.3.3.

1.4.4 Виды и периодичность освидетельствований.

1.4.4.1 Подводные трубопроводы подвергаются следующим освидетельствованиям:

первоначальному освидетельствованию, проводимому под наблюдением Регистра при строительстве подводного трубопровода для выдачи соответствующих свидетельств;

первоначальному освидетельствованию подводных трубопроводов, построенных под наблюдением другого классификационного органа или другой компетентной организации;

очередным освидетельствованиям для возобновления класса и выдачи соответствующих свидетельств, проводимым, как правило, через каждые 5 лет эксплуатации подводного трубопровода;

промежуточным освидетельствованиям для подтверждения соответствующих свидетельств;

обязательным ежегодным освидетельствованиям для подтверждения действия свидетельств, проводимых каждый календарный год с отклонением от предписываемой даты очередного освидетельствования не более чем ± 3 месяца;

внеочередным освидетельствованиям после аварий, ремонтов и в других необходимых случаях.

1.4.4.2 Первоначальное освидетельствование осуществляется с целью установления соответствующего класса подводному трубопроводу, впервые предъявляемому Регистру для классификации. К первоначальному освидетельствованию предъявляются также подводные трубопроводы, ранее имевшие класс Регистра, но утратившие его по каким-либо причинам. Первоначальное освидетельствование заключается в тщательном осмотре, проверках, испытаниях и замерах, объем которых каждый раз устанавливается Регистром в зависимости от внешних условий эксплуатации, возраста трубопровода, мероприятий, предусмотренных для его защиты, технического состояния трубопровода, покрытий, арматуры и т.п.

1.4.4.3 Первоначальному освидетельствованию подвергаются подводные трубопроводы, построенные не по правилам Регистра, без наблюдения Регистра или организации, уполномоченной Регистром для его замещения. В этом случае первоначальное освидетельствование предполагает тщательное и полное освидетельствование, сопровождающееся в необходимых случаях испытаниями трубопроводов и комплектующего оборудования с целью подтверждения того факта, что они полностью соответствуют требованиям Правил. Если на подводный трубопровод и соответствующую техническую документацию имеются документы, выданные признанной Регистром организацией, то первоначальное освидетельствование осуществляется в объеме периодического освидетельствования. В случае отсутствия

необходимой технической документации на подводный трубопровод в полном объеме, программа освидетельствования может быть увеличена по тому комплектуемому оборудованию, на которое эта документация отсутствует.

1.4.4.4 Освидетельствования, проводимые при строительстве подводных трубопроводов, имеют целью проверки соответствия материалов, комплектующих изделий и технологических процессов их изготовления требованиям технического проекта и рабочей документации на подводный трубопровод. Объем освидетельствования в каждом конкретном случае определяется Регистром.

Датой освидетельствования подводного трубопровода по окончании строительства является дата фактического завершения освидетельствования и выдачи Классификационного свидетельства на подводный трубопровод.

1.4.4.5 Периодическое освидетельствование предполагает тщательное освидетельствование, в нужных случаях сопровождающееся испытанием трубопроводов, арматуры, насосных и компрессорных агрегатов, проводимое с целью удостовериться, что они находятся в удовлетворительном состоянии и отвечают требованиям Правил, а также для возобновления соответствующих свидетельств. Периодические освидетельствования проводятся через установленные Регистром регулярные периоды и сроки.

1.4.4.6 Обязательное ежегодное освидетельствование предполагает освидетельствование подводного трубопровода, включая арматуру, насосные и компрессорные агрегаты, другое комплектующее оборудование, в объеме, подтверждающем то, что трубопровод и его комплектующее оборудование продолжают отвечать требованиям Правил, что подтверждает класс подводного трубопровода.

Обязательные ежегодные освидетельствования должны проводиться ежегодно с отклонением не более 3 месяцев до и после ежегодной даты выдачи свидетельств.

1.4.4.7 При ежегодных освидетельствованиях трубопроводов проверка их в действии давлением и температурой в трубопроводе и предельными параметрами насосов и компрессоров должна совмещаться с проверкой в действии обслуживающих их насосных перекачивающих и компрессорных станций, запорной и предохранительной арматуры, дистанционных приводов.

1.4.4.8 Промежуточные освидетельствования подводного трубопровода осуществляются между периодическими освидетельствованиями в сроки, предусмотренные Регистром.

1.4.4.9 Внеочередные освидетельствования подводных трубопроводов или отдельных их компонентов проводятся при предъявлении к освидетельствованию во всех случаях, кроме первоначального и

периодических освидетельствований. Внеочередное освидетельствование проводится для оценки значительности выявленных недостатков или повреждений после аварии, в том числе, сопровождающихся нарушением герметичности трубопровода, разливом жидких или выбросом газообразных транспортируемых сред.

Объём освидетельствований и порядок их проведения определяет Регистр, исходя из предназначения освидетельствования, возраста и технического состояния подводного трубопровода.

1.4.4.10 Внеочередное освидетельствование после аварии имеет целью выявить вид и характер повреждения, объем работ по устранению последствий аварии и определить возможность и условия сохранения класса трубопровода после их устранения.

1.4.5 Документы, выдаваемые Регистром по результатам освидетельствований.

1.4.5.1 Документы Регистра выдаются при подтверждении удовлетворительной оценки технического состояния объекта освидетельствования, установленной в ходе проведения освидетельствований и испытаний.

1.4.5.2 Документом, подтверждающим выполнение требований Правил классификации и постройки морских подводных трубопроводов, является Классификационное свидетельство.

1.4.5.3 В процессе наблюдения за подводными трубопроводами Регистр может выдавать, в необходимых случаях, иные документы (акты, протоколы, донесения, журналы и т.п.).

1.4.5.4 Регистр вправе признавать полностью или частично документы иных классификационных обществ, органов технического надзора и других организаций.

1.4.5.5 Классификационное свидетельство теряет силу в следующих случаях:

по истечении срока его действия;

если подводный трубопровод и комплектующие его изделия не будут предъявлены к периодическому освидетельствованию в предусмотренный срок с учетом порядка отсрочек периодических освидетельствований, определяемого настоящими Правилами;

после проведения ремонта без наблюдения Регистра или замены новыми комплектующих изделий, на которые распространяются требования Правил;

если подводный трубопровод не содержится в надлежащем техническом состоянии, обеспечивающем его безопасность;

при нарушении назначения и условий эксплуатации, указанных в символе класса.

1.5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

1.5.1 До начала строительства подводного трубопровода на рассмотрение Регистру должна быть представлена техническая документация, позволяющая удостовериться, что требования Правил Регистра по отношению к данному подводному трубопроводу выполняются.

Объём технической документации указан в 1.5.2 — 1.5.11.

1.5.2 Общая часть:

спецификация;

чертежи (схемы) прокладки (трассировки) трубопровода;

перечень комплектующих изделий и оборудования с указанием основных технических характеристик, предприятия-изготовителя и наличия одобрения Регистром или другим компетентным органом.

1.5.3 Документация на трубы:

1.5.3.1 Предъявляемая техническая документация должна содержать размеры, материалы, способы и технологию сварки труб. На рассмотрение предъявляются:

чертежи разделки кромок труб под сварку;

чертежи секций труб;

чертежи плетей труб (при укладке труб связками);

технология сварки труб;

виды и объём испытаний;

способы и объём неразрушающего контроля.

1.5.3.2 Вместе с чертежами необходимо представить следующие сведения и вычисления:

описание способа укладки подводного трубопровода на морское дно;

необходимые сведения для определения внешних нагрузок (сил и моментов) от ветра, течений, воды, ледовых образований и других параметров, учитываемых при анализе прочности трубопровода;

расчет номинальной толщины стенок труб для соответствующих сочетаний нагрузок;

результаты необходимых модельных испытаний, которые могут быть использованы для подтверждения или уточнения приведенных обоснований и расчетов;

расчет прочности трубопровода в процессе укладки.

1.5.4 Документация на грузы, применяемые для балластировки трубопроводов:

.1 расчет плавучести (выталкивающей силы) подводного трубопровода;

.2 схема размещения балластных грузов;

.3 рабочие чертежи конструкции балластного груза;

.4 расчет балластировки подводного трубопровода при применении обетонированных труб.

1.5.5 Документация по арматуре и ее приводам:

- .1** схема размещения запорной и предохранительной арматуры;
- .2** протоколы испытаний арматуры, подтверждающие их соответствие транспортируемым рабочим средам, предполагаемым условиям эксплуатации трубопроводов;
- .3** схема дистанционного управления трубопроводной арматурой;
- .4** рабочие чертежи конструкции привода.

1.5.6 Документация по береговым переходам:

- .1** описание конструкции выхода подводного трубопровода на берег;
- .2** рабочие чертежи берегового перехода.

1.5.7 Документация по укладке подводного трубопровода на морское дно:

- .1** описание способа укладки подводного трубопровода на морское дно (поверх грунта, в траншею, в траншею с последующей засыпкой);
- .2** технологическая схема укладки;
- .3** рабочий чертеж траншеи;
- .4** расчет объема подводных земляных работ при рытье траншеи;
- .5** расчет объема подводных земляных работ при засыпке траншеи.

1.5.8 Документация на системы сигнализации:

- .1** схема системы сигнализации, контролирующей характеристики транспортируемой среды, параметры насосов и компрессоров, положение запорных органов арматуры;
- .2** сертификаты на контрольно-измерительные приборы, источники звука и света у приборов и на другие элементы, входящие в систему сигнализации.

1.5.9 Документация по антикоррозионной защите:

- .1** обоснование выбора антикоррозионного покрытия трубопроводов;
- .2** схема антикоррозионного покрытия;
- .3** инструкция по подготовке поверхности трубопровода и нанесению защитных покрытий;
- .4** схема катодной защиты (размещение анодов);
- .5** определение массы анодов.

1.5.10 Документация по автоматизации эксплуатации подводного трубопровода.

Объем документации автоматических устройств и систем автоматики является предметом специального рассмотрения Регистром в каждом конкретном случае.

1.5.11 В случае установки в подводный трубопровод, находящийся в эксплуатации, новых комплектующих изделий, существенно отличающихся от первоначальных и на которые распространяются требования настоящих Правил, необходимо предъявлять на рассмотрение Регистру и одобрение дополнительную техническую документацию на новые изделия, в объеме, требуемом для подводного трубопровода при строительстве.

1.5.12 В случаях, предусмотренных 1.3.6, объём представленной Регистру технической документации является предметом специального рассмотрения Регистром.

1.5.13 Согласованные с Регистром стандарты на отдельные материалы и изделия могут заменить соответствующую часть технической документации.

1.5.14 Изменения, вносимые в одобренную Регистром техническую документацию и касающиеся элементов и конструкций, предусмотренных требованиями Правил, должны быть до их реализации представлены на одобрение Регистру.

1.5.15 Предъявляемая на рассмотрение и одобрение Регистру техническая документация должна быть разработана таким образом или снабжена такими дополнительными сведениями, чтобы на ее основании можно было удостовериться в выполнении положений настоящих Правил.

1.5.16 Расчеты, необходимые для определения параметров и величин, регламентированных настоящими Правилами, должны выполняться в соответствии с указаниями этих Правил или по методикам, согласованным с Регистром. Применяемые методики и способы выполнения расчетов должны обеспечивать достаточную точность решения задачи. Расчеты, выполненные на ЭВМ, должны производиться по программам, имеющим сертификат о типовом одобрении. Регистр может потребовать выполнения контрольных расчетов по любой программе. Регистр не проверяет правильность выполнения вычислительных операций при расчетах. Основные положения, касающиеся одобрения программ расчетов на ЭВМ и согласования методик расчетов, изложены в 12.2 части II «Техническая документация» Руководства по техническому надзору за постройкой судов и изготовлением материалов и изделий.

1.5.17 Согласование стандартов и нормативно-технических документов на материалы и изделия производится на срок их действия. При пересмотре стандартов и нормативно-технических документов должна производиться проверка этих документов с целью учета в них требований, действующих на этот момент правил и норм Регистра.

1.5.18 Срок действия одобрения Регистром технической документации – 6 лет. По истечении этого срока или в том случае, если перерыв между датой одобрения и началом постройки трубопровода превышает 3 года документация должна быть проверена и откорректирована с учетом изменений Правил Регистра.

1.5.19 Одобрение технической документации подтверждается путём проставления на ней соответствующих штампов Регистра. Одобрение документации Регистром не относится к находящимся в ней элементам и конструкциям, на которые не распространяются требования Правил.

2 НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

2.1 Расчетные нагрузки, действующие на подводный трубопровод, должны учитывать эксплуатационные условия, испытательные нагрузки и нагрузки при монтаже трубопровода. Каждый вид нагрузки, определенный согласно 2.2 — 2.8, должен быть умножен на коэффициент значимости γ . Значения коэффициентов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Коэффициенты значимости компонентов нагрузки γ

Вид нагрузки	γ
Вес трубопровода и вспомогательных конструкций	1,1
Внутреннее давление:	
для газопроводов	1,1
для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	1,15
Наружное давление воды с учетом колебаний уровня воды за счет приливно-отливных явлений и волнения	1,1
Давление грунта засыпки трубопровода в случае укладки трубы в траншею	1,4
Обледенение трубопровода в случае транспортировки продуктов с отрицательной температурой	1,4
Сейсмические воздействия	1,1
Воздействие течения	1,1
Воздействие волн	1,15
Воздействие ветра	1,1
Температурные воздействия	1,0

2.2 Расчетное эксплуатационное давление в трубопроводе ρ_0 , Па, вычисляется по формуле

$$\rho_0 = \max(p_i + p_{e1}, p_i + p_{e2}) + \Delta p, \quad (2.2-1)$$

где p_i — внутреннее рабочее давление в трубопроводе, Па, определяется согласно техническому заданию на проектирование трубопровода. В расчетах внутреннее давление принимается со знаком плюс, а наружное — со знаком минус;

p_{e1} , p_{e2} — внешнее гидростатическое давление на трубопровод, Па, определяется по формулам

$$p_{e1} = p_w g (d_{\max} + \frac{h_w}{2}), \quad (2.2-2)$$

$$p_{e2} = p_w g (d_{\min} + \frac{h_w}{2}),$$

p_w — плотность морской воды, кг/м³;

g — ускорение свободного падения, м/с²;

d_{\max} , d_{\min} — максимальный и минимальный уровни тихой воды, м, учитывающие приливно-отливные явления и нагоны и определяемые как результат длительного периода наблюдений;

h_w — расчетная высота волны на проектируемом участке трубопровода, определяемая в результате длительного периода наблюдений, м.

Δp — полное давление гидравлического удара в трубопроводе, Па, вводимое только для трубопроводов, в которых по условиям (режимам) эксплуатации существует вероятность возникновения гидравлического удара, и рассчитываемое по формуле

$$\Delta p = V_{\text{int}} \sqrt{\frac{\rho_{\text{int}} E t_c K}{E t_c + D_{\text{int}} K}}, \quad (2.2-3)$$

где D_{int} — внутренний диаметр трубы, мм;

t_c — толщина стенки трубы, мм;

E — модуль продольной упругости материала трубы, Па;

K — модуль объемной упругости транспортируемого газа или нефтепродукта, Па;

ρ_{int} — плотность транспортируемого газа или нефтепродукта, кг/м³;

V_{int} — скорость движения транспортируемого газа или нефтепродукта в трубопроводе, м/с.

В случае применения специальных конструктивных мер по уменьшению гидравлического удара (ограничения скорости закрытия арматуры, специальные устройства по защите линейной части трубопровода от воздействия переходных процессов и др.) величина Δp в расчетах может быть уменьшена на величину, согласованную с Регистром.

2.3 Осевое усилие от температурных изменений должно учитывать нагрузки от изменения длины трубопровода при изменении температуры. Температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально и минимально возможной температурой стенок во время эксплуатации и укладки. Максимальную и минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации следует определять в зависимости от температуры окружающей среды, температуры перекачиваемой среды, интенсивности теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

2.4 Погонная суммарная нагрузка от сил веса должна учитывать вес труб, защитных покрытий, бетонных покрытий и балласта, различных деталей трубопровода (анодов, арматуры, тройников и т.д.), транспортируемой среды, сил плавучести. Кроме этого в случае укладки трубопровода в траншею необходимо учитывать давление грунта засыпки. Если трубопровод укладывается поверх грунта, а температура перекачиваемой среды может быть отрицательной, при вычислении сил плавучести необходимо учитывать возможность обледенения трубопроводов.

2.5 Погонные нагрузки горизонтальная $F_{c,g}$, вертикальная $F_{c,v}$ и суммарная F_c от течения, Н/м, вычисляются по формулам:

$$F_{c,g} = c_x \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a, \quad (2.5-1)$$

$$F_{c,v} = c_z \frac{\rho_w V_c^2}{2} D_a, \quad (2.5-2)$$

$$F_c = \sqrt{F_{c,g}^2 + F_{c,v}^2}, \quad (2.5-3)$$

где V_c — расчетная скорость течения на глубине установки трубопровода, м/с;
 ρ_w — плотность морской воды, кг/м³;
 c_x — коэффициент сопротивления трубопровода, определяемый по рис. 2.5-1

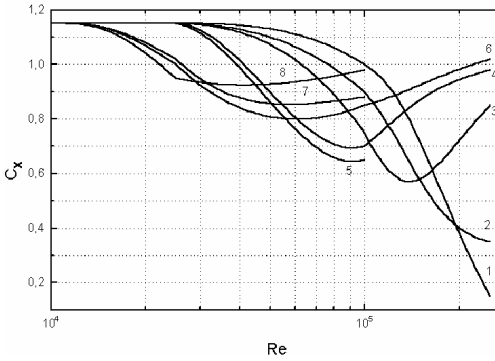


Рис. 2.5-1 Зависимость коэффициента c_x от числа Рейнольдса и относительной шероховатости поверхности трубы:
 1 — $k = 0$; 2 — $k = 5,0 \cdot 10^{-4}$; 3 — $k = 2,0 \cdot 10^{-3}$; 4 — $k = 40 \cdot 10^{-3}$; 5 — $k = 5,0 \cdot 10^{-3}$;
 6 — $k = 5,0 \cdot 10^{-3}$; 7 — $k = 9,0 \cdot 10^{-3}$; 8 — $k = 2,0 \cdot 10^{-2}$

$$c_x = c_x(k, Re).$$

где $k = k_0/D_a$ — коэффициент шероховатости трубопровода,
 k_0 — величина выступов шероховатости;
 Re — число Рейнольдса.

$$Re = \frac{V_c D_a}{\nu},$$

D_a — наружный диаметр трубы, м;

$\nu = 1,2 \cdot 10^{-6}$ м²/сек — кинематическая вязкость морской воды.

c_z — коэффициент для трубопровода, лежащего на дне, принимается равным 0,8.

В случае отстояния трубопровода от морского дна на расстояние d коэффициенты c_x и c_z рассчитываются согласно графику на рис. 2.5-2.

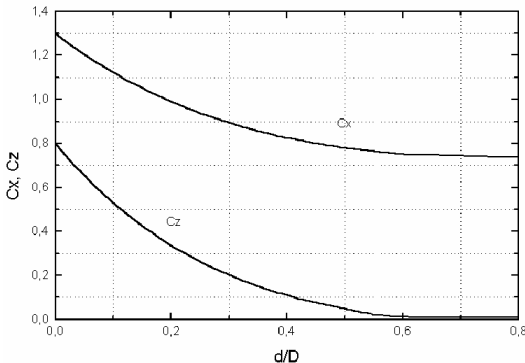


Рис. 2.5-2 Коэффициенты c_x и c_z в зависимости от относительного отстояния трубопровода от дна d/D_a

2.6 Погонная волновая нагрузка на трубопровод вычисляется как суперпозиция сил сопротивления $F_{w,s}$, и инерционных сил $F_{w,i}$, Н/м:

$$F_{w,s} = c_d \frac{\rho_w V_w |V_w|}{2} D_a, \quad (2.6-1)$$

$$F_{w,i} = c_i \frac{\rho_w a_w}{2} D_a^2.$$

Расчетные скорости и ускорения волнового движения частиц воды на уровне трубопровода, рассчитываемые в соответствие с методикой определения параметров внешней среды для проектирования участка морского трубопровода.

Суммарная волновая погонная нагрузка F_w , Н/м, вычисляется по формуле

$$F_w = \sqrt{F_{w,s}^2 + F_{w,i}^2} \quad (2.6-2)$$

Вертикальная погонная волновая нагрузка $F_{w,v}$, Н/м, вычисляется по формуле

$$F_{w,v} = c_v \frac{\rho_w V_w^2}{2} D_a, \quad (2.6-3)$$

Коэффициенты c_d , c_i и c_v определяются в зависимости от числа Рейнольдса и относительной шероховатости поверхности k трубопровода.

2.7 Погонные нагрузки от ударов волн по поверхности трубы F_s , Н/м, на участок трубопровода, пересекающий или находящийся вблизи поверхности воды вычисляется по формуле

$$F_s = 1,6 \rho_w V_{w,s}^2 D_a, \quad (2.7)$$

где $V_{w,s}$ — расчетная скорость частиц воды в поверхностной волне, м/с.

2.8 Погонные ветровые нагрузки F_{wd} , Н/м, для участков трубопровода, находящихся выше уровня тихой воды на расстоянии z , вычисляются по формуле

$$F_{wd} = 0,23 \rho_a V_{wd}^2 z^{0,2}, \quad (2.8)$$

где ρ_a — плотность воздуха, кг/м³;
 V_{wd} — расчетная скорость ветра, м/с.

2.9 Трубопроводы, укладываемые на дно в замерзающих морях с интенсивным пропахиванием дна ледовыми образованиями, должны быть защищены от воздействия ледовых образований заглублением в донный грунт. Глубина закладки в грунт (расстояние от поверхности дна до верхней точки трубы с учетом изоляции) определяется на основании натуральных исследований глубины борозд или на основании статистического

моделирования при наличии достаточного объема исходных данных, а также могут быть приняты в первом приближении согласно табл.2 приложения 1.

2.10 Участки трубопроводов в акваториях с сезонным размывом донного грунта, вызванного интенсивным речным стоком и рядом особенностей природной среды (наличие припайных льдов), должны заглубляться в донный грунт на величину, определяемую по формуле

$$h = h_{max} + \Delta h, \quad (2.10)$$

где h_{max} — максимальная глубина сезонного размыва, определяемая по результатам натуральных исследований участка в течении пяти непрерывных лет;

$\Delta h = 1$ м или согласно табл. 2 приложения 1.

2.11 Нагрузки при монтаже трубопровода при соблюдении нормативных внешних условий (ветер, волнение, температура воды и воздуха) и технологии монтажа определяются в зависимости от способа укладки и внешних природных условий.

2.12 Сейсмостойкость трубопровода на стадии его проектирования должна проверяться спектральным методом на землетрясение обеспеченностью 1 раз в 1000 лет. При этом максимальные напряжения в трубе не должны превышать предела текучести материала. Расчетная схема должна учитывать массу изоляции, балласта транспортируемой среды и присоединенные массы воды.

3 ПРОЧНОСТЬ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1.1 Расчет прочности морских подводных трубопроводов должен базироваться на классических или полуэмпирических методиках, учитывающих деформированные параметры сопротивления трубы и реально воздействующие на нее нагрузки.

3.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА

3.2.1 Выбор толщины стенки подводного трубопровода, являющийся одним из определяющих этапов проектирования, базируется на необходимости обеспечения прочности (устойчивости) и необходимого уровня безопасности трубопровода. Расчет выполняется для наиболее неблагоприятного сочетания реально вероятных (возможных) нагрузок.

3.2.2 Толщина стенки трубопровода должна определяться исходя из следующих условий:

местной прочности трубопровода, характеризуемой максимальными значениями кольцевых напряжений; достаточной локальной устойчивостью трубопровода.

3.2.3 Толщина стенки трубопровода t_c , мм, исходя из условий местной прочности, рассчитывается по формуле

$$t_c = \frac{p_0 D_a}{2\varphi\sigma + p_0} + c_1 + c_2, \quad (3.2.3)$$

где p_0 — расчетное (эксплуатационное) давление в трубопроводе, определяемое согласно 2.2;
 D_a — наружный диаметр трубы, мм;
 σ — допускаемые напряжения материала трубы (см. 3.2.5), МПа;
 φ — коэффициент прочности, определяемый в зависимости от способа сварки труб (см. 3.2.4);
 c_1 — прибавка на коррозию (см. 7.2.4 и 7.2.5), мм;
 c_2 — прибавка, компенсирующая технологический допуск на изготовление труб, мм.

3.2.4 Коэффициент прочности φ принимается равным единице для бесшовных труб и одобренных сварных труб, признанных эквивалентными бесшовным.

Для других сварных труб значение коэффициента прочности является в каждом случае предметом специального рассмотрения Регистром.

3.2.5 Допускаемое напряжение σ должно приниматься равным наименьшему из следующих значений:

$$\sigma = R_e/n_T,$$

$$\sigma = R_m/n_B,$$

где R_e — минимальное значение предела текучести металла труб,
 R_m — минимальное значение временного сопротивления металла труб,
 n_T — коэффициент запаса прочности по пределу текучести металла труб,
 n_B — коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению металла труб.

Значения n_T и n_B приведены в табл. 3.2.5.

Таблица 3.2.5

Значения коэффициентов запаса прочности для морских подводных трубопроводов

Подводный участок	Береговые и прибрежные участки в охранной зоне*
$n_T = 1,5$ $n_B = 2,6$	$n_T = 1,7$ $n_B = 2,7$

Примечания: 1. Охранная зона прибрежных участков трубопровода — участки магистрального трубопровода от береговых компрессорных станций до уреза воды и далее по дну моря, на расстоянии не менее 500 м.
 2. Коэффициенты n_T и n_B по согласованию с Регистром могут быть уменьшены при проведении специальных расчетов общей и местной прочности с учетом конкретных условий в месте укладки и геометрии расположения трубопровода на грунте.

3.2.6 Максимальные суммарные напряжения, обусловленные внутренним и наружным давлением, продольными усилиями, а также

внешними нагрузками, указанными в разделе 2 с учетом овальности труб, не должны превышать допусаемые значения напряжений:

$$\sigma_{\max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_x \sigma_{\text{кц}} + 3\tau} \leq k_{\sigma} R_e, \quad (3.2.6)$$

где σ_x — суммарные продольные напряжения;

$\sigma_{\text{кц}}$ — суммарные кольцевые напряжения;

τ — тангенциальные (касательные) срезающие напряжения.

При этом k_{σ} принимается равным 0,8 для нормальных условий эксплуатации и равным 0,95 для кратковременных нагрузок в процессе строительства и гидравлических испытаний.

3.2.7 В общем случае толщина стенки подводного трубопровода должна быть достаточной с учетом всех нагрузок, возникающих при монтаже, укладке, гидравлических испытаниях и эксплуатации трубопровода.

3.3 РАСЧЕТ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА НА УСТОЙЧИВОСТЬ (СМЯТИЕ) ПОД ДЕЙСТВИЕМ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ

3.3.1 Наряду с расчетом на действие внутреннего давления морской подводный трубопровод в обязательном порядке должен быть подвергнут прочностному расчету на действие внешнего гидростатического давления P_e (см. 2.2), способного на определенных глубинах смять стенку трубопровода (вызвать потерю устойчивости сечения) или создать в ней кольцевые сжимающие напряжения, превышающие допустимые (см. 3.2.6).

3.3.2 Прочностные расчеты морских подводных трубопроводов на чистое смятие следует выполнять для самых неблагоприятных условий - возможного минимального внутреннего давления и максимального гидростатического давления:

минимальное внутреннее давление, как правило, имеет место на этапах строительства и осушки внутренней поверхности трубопровода после гидравлических испытаний (в этих случаях оно будет равно атмосферному или даже меньше, если осушка выполняется вакуумным способом);

максимальному гидростатическому давлению соответствует максимальная глубина воды с учетом приливов, нагонов, сезонных и многолетних колебаний уровня моря.

При проверке подводных трубопроводов на прочность и местную устойчивость сечения трубы от наружного гидростатического давления внутреннее давление в трубопроводе следует принимать равным 1 МПа.

3.3.3 Величина критического внешнего давления на трубопровод P_e , МПа, приводящая к смятию поперечного сечения, но не инициирующая пластических деформаций в стенке трубы (так называемое, упругое смятие), может быть определена по формуле:

$$P_e = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{t}{D_a} \right)^3, \quad (3.3.3)$$

где E — модуль продольной упругости материала трубы, МПа;
 ν — коэффициент Пуассона;
 D_a — наружный диаметр трубы, мм;
 t — толщина стенки трубы, мм.

3.3.4 В зависимости от упругих и пластических свойств материала трубы и при определенных соотношениях диаметра и толщины стенки уровень кольцевых сжимающих напряжений может достичь предела текучести с увеличением внешней нагрузки еще до наступления смятия. Величина давления смятия P_y , МПа, определяется по формуле

$$P_y = 2R_e \frac{t}{D}, \quad (3.3.4)$$

где D — внутренний диаметр трубы, мм;
 t — толщина стенки трубы, мм;
 R_e — предел текучести материала трубы, МПа.

3.3.5 Проверку несущей способности поперечного сечения подводного трубопровода на чистое смятие под действием внешнего давления можно выполнить расчетом по формуле

$$P_c = \frac{P_y P_e}{(P_y^2 + P_e^2)^{1/2}}, \quad (3.3.5-1)$$

в которой критические нагрузки по упругому и пластическому смятию определяются по зависимостям (3.3.3) и (3.3.4). Формула (3.3.5-1) действительна для условий, когда $15 < D/t < 45$ и начальная (по заводским допускам) овальность не превышает 0,5%.

Овальность определяется по формуле

$$U = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D}. \quad (3.3.5-2)$$

Допустимая суммарная овальность, включая начальную, не должна превышать 1,0%.

3.4 РАСЧЕТ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ЛОКАЛЬНОЕ СМЯТИЕ

3.4.1 Локальное смятие — потеря устойчивости первоначальной формы трубопровода в виде излома или коробления под действием внешнего гидростатического давления, продольных сил и изгибающего момента.

3.4.2 Проверка подводного трубопровода на устойчивость под действием нагрузок, перечисленных в 3.4.1, производится согласно неравенства:

$$\left(\frac{P_o}{P_c}\right)^{k_1} + \left(\frac{M}{M_c}\right)^{k_2} + \left(\frac{T}{T_c}\right)^{k_3} \leq \frac{1}{n_c}, \quad (3.4.2-1)$$

где P_c — критическое внешнее или внутреннее давление, вызывающее локальную потерю устойчивости трубы и определяемое по формуле (3.3.5-1);

M_c — критический изгибающий момент, вычисляемый по формуле

$$M_c = (D + t)^2 t R_e; \quad (3.4.2-2)$$

T_o — критическая продольная сила, которая может быть определена по формуле

$$T_c = \pi(D + t)tR_e; \quad (3.4.2-3)$$

P_o — расчетное внешнее давление на подводный трубопровод (см. 2.2);

M — расчетный изгибающий момент, получаемый с учетом поперечных сил от волнения, ветра, течения и изгибающих моментов при укладке трубопровода различными способами;

T — расчетная продольная сила, с учетом продольных сил при укладке трубопровода различными способами (см. 8.4);

P_c , M_c и T_c — представляют собой несущую способность трубопровода по отдельным видам действующих нагрузок, предельно допустимые значения того или иного силового фактора при условии, что остальные виды силовой нагрузки отсутствуют;

D , t , R_e — см. 3.3.4;

n_c — коэффициент запаса;

k_1 , k_2 , k_3 — коэффициенты, определяемые экспериментально на образцах труб при совместном действии нагрузок по методике, одобренной Регистром. Если неравенство 3.4.2-1 выполняется при $k_1 = k_2 = k_3 = 1$, то дальнейшее их уточнение не требуется.

Коэффициент запаса n_c принимается равным 1,2 и может быть уменьшен по согласованию с Регистром после проведения экспериментов на образцах труб.

В расчетах необходимо учитывать, что допустимая деформация изгиба при укладке трубопровода на глубинах моря более 1000 м с полным контролем деформации изгиба не должна превышать 0,15%, а критическое значение деформации изгиба на таких глубинах - 0,4%.

3.4.3 При совместном воздействии изгиба и сжатия в расчетах на устойчивость (смятие) подводных трубопроводов следует принимать значение предела текучести на сжатие, равным 0,9 минимального предела текучести материала труб.

3.5 РАСЧЕТ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ЛАВИННОЕ СМЯТИЕ

3.5.1 Лавинное смятие — явление распространения локального смятия сечения глубоководного трубопровода по трассе трубопровода. Явление лавинного смятия имеет место при условии, когда внешнее гидростатическое давление на больших глубинах будет превышать критическое значение p_p .

3.5.2 Критическое значение величины гидростатического давления P_p , МПа, при котором может возникнуть лавинное распространение смятия, определяется по формуле

$$P_p = 24R_e \left(\frac{t}{D_a} \right)^{2,4}, \quad (3.5.2)$$

где t — толщина стенки трубы, мм;
 D_a — наружный диаметр трубы, мм;
 R_e — предел текучести материала трубы, МПа.

Если гидростатическое давление, действующее на подводный трубопровод или его участок больше критического, то требуются специальные меры по защите от лавинного смятия.

3.5.3 Для предупреждения возникновения явления лавинного смятия (защиты подводного трубопровода) могут быть применены следующие мероприятия: увеличение толщины стенки трубопровода по мере увеличения глубины моря; установка ограничителей смятия.

3.6 РАСЧЕТ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА НА УСТАЛОСТЬ

3.6.1 Прочность трубопровода должна проверяться по усталостному критерию на базе линейной гипотезы суммирования усталостных повреждений

$$\sum_{i=1}^m \frac{n_i(\Delta\sigma_i)}{N_i(\Delta\sigma_i)} \leq \frac{1}{n_y}, \quad (3.6.1)$$

где m — количество режимов нагружения;
 $n_i(\Delta\sigma_i)$ — количество циклов нагружения для каждого режима;
 $N_i(\Delta\sigma_i)$ — соответствующие точки кривой усталости материала труб для каждого режима;
 $\Delta\sigma_i$ — изменение напряжений за цикл нагружения, определяется как алгебраическая разность наибольшего и наименьшего напряжения за цикл;
 n_y — коэффициент запаса, равный 10.

3.6.2 Оценка усталостной прочности трубопровода должна учитывать асимметрию циклических напряжений и двусосность напряженного состояния материала трубы.

3.6.3 Кривая усталости материала труб может быть получена путём специальных испытаний или взята из применимого международного или национального стандарта, например ГОСТ 25859-83.

3.6.4 При расчете на усталость должны учитываться:
рабочие циклы изменения давления между пуском и остановкой;
циклы нагружения при повторяющихся испытаниях давлением;
циклы нагружения, вызванные стеснённой температурных деформаций в процессе эксплуатации;
вибрация, вызываемая срывом вихрей от подводных течений.

4 МАТЕРИАЛЫ

4.1 Материалы и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже подводных транспортных систем, подлежат освидетельствованию Регистром в порядке и в объеме, установленном требованиями части XIII «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов.

4.2 Технологические требования к материалам и изделиям, содержащие всю информацию, необходимую для заказа, изготовления и приемки продукции, должны быть представлены в Регистр для одобрения в виде спецификаций, прилагаемых к техническому проекту.

4.3 Материалы и изделия для подводных транспортных систем должны отвечать требованиям признаваемых Регистром соответствующих национальных или международных стандартов. При наличии различий между этими стандартами и требованиями части XIII «Материалы» Правил классификации и постройки морских судов, а также части XII «Материалы» Правил классификации, постройки и оборудования ПБУ/МСП¹ следует руководствоваться более жесткими требованиями.

4.4 Материалы для трубопроводов, транспортирующих среды с высоким содержанием сероводорода, являются предметом особого рассмотрения Регистром. Объем испытаний и требования к материалам согласуются в этом случае с Регистром в индивидуальном порядке, исходя из конкретных условий эксплуатации.

5 СВАРКА

5.1 При выполнении работ по сварке трубопроводов и изделий для подводных транспортных систем должны выполняться требования части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов и части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП.

5.2 Сварочные материалы, применяемые для изготовления подводных транспортных систем, должны быть испытаны и одобрены Регистром согласно требованиям разд. 4 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов, а также указаниям гл. 4.2 части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП. Уровень требований, предъявляемых к металлу шва и сварного соединения, должен назначаться на уровне не ниже соответствующих требований для основного металла. При этом следует руководствоваться требованиями правил Регистра или соответствующих национальных стандартов на изготовление сварочных материалов, если они превосходят уровень требований, предъявляемых к основному металлу.

¹В дальнейшем — Правила ПБУ/МПС.

5.3 Технологические требования к процессам изготовления сварных конструкций подводных трубопроводов должны отвечать указаниям разд. 2 части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП.

5.4 Одобрение сварщиков, допускаемых Регистром к сварке подводных трубопроводов и изделий для подводных транспортных систем, должно выполняться согласно указаниям разд. 5 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов.

5.5 Одобрение технологических процессов сварки, применяемых для изготовления подводных транспортных систем, должно соответствовать требованиям разд. 6 части XIV «Сварка» Правил классификации и постройки морских судов. При этом, в качестве основного вида испытаний должны применяться предварительные испытания до начала производства, выполняемые в производственных условиях на натуральных образцах продукции. Испытания по аттестации технологических процессов сварки, как правило, должны дополняться испытаниями в процессе производства, проводимыми в согласованном с Регистром порядке и объеме.

5.6 Требования по контролю сварных соединений конструкций подводных транспортных систем должны назначаться с учетом указаний разд. 3 части XIII «Сварка» Правил ПБУ/МСП.

6 БАЛЛАСТИРОВКА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

6.1.1 Балластировку подводного трубопровода необходимо осуществлять для компенсации положительной плавучести, обеспечения устойчивости на грунте, путем создания противодействия горизонтальным и вертикальным перемещениям, создаваемым силами течения и гидростатического давления (выталкивания), а также для защиты от ударных воздействий при транспортировке, монтаже и эксплуатации.

6.1.2 Балластировка подводных трубопроводов может осуществляться с помощью сплошных монолитных бетонных и асфальтобетонных покрытий, наносимых поверх изоляции, а также путем установки одиночных чугунных, железобетонных и бетонных грузов.

6.1.3 В качестве одиночных балластных грузов могут быть применены разъемные шарнирные или разъемные седловидные грузы, изготовленные из чугуна и железобетона, а также другие конструкции, одобренные Регистром.

6.1.4 Масса трубопровода, включающая массу труб, изоляции, балластной оболочки, если таковая имеется, балластных грузов и т.п., должна обеспечивать силу веса, достаточную для создания отрицательной плавучести. Величина этой силы равна разности веса трубопровода со всеми комплектующими изделиями и покрытиями в воздухе и веса вытесненной трубопроводом воды.

6.1.5 Расчет балластировки подводного трубопровода для транспортировки углеводородов должен вестись независимо от назначения (вида рабочей среды) и внешних условий в районе трассы как для порожнего. Масса транспортируемого продукта во внимание не принимается.

6.1.6 Расчет количества требуемого балласта и расстояния между одиночными балластными грузами должен вестись, исходя из условий создания отрицательной плавучести для трубопровода, противосдвигового сопротивления течению, формы кривой естественного изгиба при укладке, формы изгиба трубопровода по кривой рельефа дна.

6.2 СПЛОШНЫЕ БАЛЛАСТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

6.2.1 Бетонное покрытие.

6.2.1.1 Проектирование, расчет основных параметров и технология нанесения сплошного балластного бетонного покрытия должны основываться на отечественных государственных и отраслевых стандартах, международных стандартах, относящихся к бетонным конструкциям, например, Временных Европейских Стандартах Eurocode N 2 (Проектирование бетонных конструкций), EN 10080 (Сталь для армирования бетона).

6.2.1.2 Исходными параметрами для сплошного балластного покрытия служат:

- объемный вес / вес в воде;
- толщина покрытия;
- плотность;
- предел прочности на сжатие;
- водопоглощение;
- сопротивление удару;
- сопротивляемость изгибу (гибкость).

6.1.2.3 Минимальная толщина сплошного покрытия должна быть не менее 40 мм.

6.2.2 Исходные материалы для изготовления бетона.

6.2.2.1 Свойства и технические характеристики исходных материалов для покрытия (цемент, наполнители, арматура, вода и т.п.) должны соответствовать техническому заданию, паспортным данным и спецификации на поставку.

6.2.2.2 Цемент. В качестве цемента для бетонного покрытия могут быть использованы отечественный цемент марок 300 и 400, а также другие марки цемента, удовлетворяющие требованиям Временного Европейского Стандарта EN 197, Британского Стандарта BS 12, Американского Стандарта ASTM C-150, Германского Стандарта DIN 1164 или других зарубежных и отечественных стандартов и правил.

6.2.2.3 Наполнители бетона должны отвечать требованиям отечественных стандартов или правил, применяющихся при изготовлении сплошных бетонных покрытий.

Наполнители не должны содержать вредных компонентов в таких количествах, которые могли бы повлиять на прочность бетона, например, при изгибе трубопровода, или вызвать коррозию армирующих материалов, в случае водопроницаемости бетона.

Категорически воспрещается использовать в качестве наполнителей компоненты, восприимчивые к воздействию щелочных составляющих.

Максимальная величина зерна и кривая гранулометрического* состава наполнителя должны соответствовать Временному Европейскому Стандарту EN 206, Американскому Стандарту ASTM C-33 или другим общепризнанным стандартам.

Максимальный размер зерен гравия, железной или бариевой руды, используемых в качестве наполнителя, не должен превышать 10 мм.

6.2.2.4 Вода для затворения бетона не должна содержать вредных компонентов в таких количествах, которые способны ухудшить затвердевание, схватывание и прочность цемента (бетона) или вызвать

* Гранулометрия (от лат. granulum – зерно), гранулометрический анализ – совокупность приемов определения содержания разных по величине фракций зерен в различных средах.

коррозию армирующих материалов. Для затвердения бетона, как правило, используется пресная вода.

6.2.3 Железобетонное покрытие.

6.2.3.1 Бетон. Состав бетона, включающий цемент, заполнитель и воду (см. 6.2.2.1 — 6.2.2.3), должен быть таким, чтобы обеспечить все требования, касающиеся свойств схватившегося и затвердевшего бетона, включая консистенцию, объемную плотность, прочность и долговечность, а также защиту арматуры от коррозии.

Бетон должен удовлетворять следующим требованиям:

минимальная объемная плотность после затвердевания – 2200 кг/ м³;
водопоглощение не превышает 5%;

долговечность при эксплуатационной температуре равна сроку службы подводного трубопровода.

минимальная прочность на сжатие через месяц после затвердевания – 40 МПа.

Прочность бетона на сжатие определяется с помощью стандартных испытаний, например, в соответствии с Временным Европейским Стандартом EN 206, Американским Стандартом ASTM C-42, Британским Стандартом BS 1881 или отечественными стандартами, контрольных образцов как из замесов, так и вырезанных непосредственно из бетонного покрытия труб, например, в соответствии с Британскими Стандартами BS 4019, BS 6089.

6.2.3.2 Арматура. Стальная арматура для железобетонного покрытия должна состоять из цилиндрических каркасов, смонтированных посредством контактной сварки продольной и кольцевой арматуры из низкоуглеродистой стали либо другой арматуры в соответствии с технологией, одобренной Регистром. Стальная арматура может применяться в виде тонких прутьев, арматурной сетки или в виде спирали.

Диаметр, состояние наружной поверхности, прочностные характеристики и маркировка сталей для арматуры должны отвечать требованиям международных и отечественных стандартов, например, EN 10080, BS 4482 и BS 4483, DIN 488.

Рекомендации по размеру и размещению стальной арматуры приведены в табл. 6.2.3.2.- 1.

Диаметры прутков для арматуры, изготовленной в виде клеток, должны быть не менее 6 мм. Минимальное расстояние между круговыми прутками арматуры равно 120 мм. Минимальная площадь сечения продольной и круговой арматуры равна 0,5% и 0,08% площади сечения всего покрытия соответственно.

Количество необходимых слоев, в случае применения для армирования спиралеобразной сетки, зависит от толщины бетонного покрытия и определяется по табл. 6.2.3.2-2.

Таблица 6.2.3.2.-1

Рекомендуемые диаметры арматуры

Геометрические параметры	Продольная арматура	Кольцевая арматура	Тип арматуры
Диаметр прутка, мм Расстояние (промежуток) между прутками, мм Процентное отношение площади сечения арматуры к площади сечения всего покрытия	От 3 до 8 От 75 до 400 От 0,1 до 0,2	От 5 до 12 От 75 до 150 От 0,45 до 1,0	Сварная клетка
Диаметр прутка, мм Расстояние (промежуток) между прутками, мм Процентное отношение площади сечения арматуры к площади сечения всего покрытия	От 2 до 4 От 50 до 300 min 0,08	От 2 до 4,0 От 65 до 100 min 0,4	Проволочная сетка
В качестве альтернативного материала для арматуры может быть использовано стекловолокно, если оно обеспечит эквивалентную эффективность подкрепления.			

Таблица 6.2.3.2.-2

Рекомендуемое количество слоев спиралеобразной сетки

Толщина бетонного покрытия, мм	Количество слоев
0 — 60	1
61 — 100	2
101 — 140	3
более 140	4

6.2.4 Композитные покрытия.

6.2.4.1 По согласованию с Регистром для балластировки могут быть применены покрытия на основе асфальта или битума.

6.2.4.2 В балластном покрытии на основе асфальтовой мастики могут использоваться заполнители в виде частиц стекловолокна и утяжеляющих материалов. Объемный вес таких покрытий должен быть не менее 2,5 т/м³.

6.2.4.3 Балластное покрытие на основе асфальтовой мастики должно наноситься на поверхность труб в горячем состоянии при температуре не выше 140°C. После нанесения состава поверх него наматывается слой стеклопластика, затем осуществляется уплотнение покрытия пневматическими молотками и охлаждение до значения температуры окружающей среды.

7 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

7.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

7.1.1 Морской подводный трубопровод должен быть защищен по всей площади наружной и внутренней поверхности антикоррозионным покрытием. Тип защитного покрытия следует выбирать в зависимости от конструкции трубопровода и принятого способа укладки. При укладке с судна-трубоукладчика по S-образной или J-образной кривой, а также способом буксировки на плаву с последующим погружением на дно следует применять эластичные и прочные покрытия. Если укладка осуществляется протаскиванием трубопровода по дну, то покрытие должно иметь достаточную прочность, чтобы исключить повреждения от трения о грунт, возможно скальный. Нанесение покрытия следует выполнять в заводских условиях, на специализированной строительной площадке или на судне-трубоукладчике.

7.1.2 Изоляционное антикоррозионное покрытие должно соответствовать требованиям технических условий на весь срок службы трубопровода по следующим показателям: прочность на разрыв, относительное удлинение при рабочей температуре, прочность при ударе, адгезия к стали, предельная площадь отслаивания в морской воде, стойкость к обрастанию, сопротивляемость вдавливанию.

7.1.3 Изоляция сварных соединений, арматурных узлов и фасонных частей должна по своим характеристикам не уступать требованиям, предъявляемым к изоляции труб.

Изоляция мест подсоединения устройств электрохимической защиты и контрольно-измерительной аппаратуры, а также изоляция, восстановленная на поврежденных участках, должны обеспечивать надежную защиту металла труб от коррозии.

7.1.4 В процессе транспортировки, ведения погрузоразгрузочных работ и складирования труб необходимо предусмотреть специальные меры, исключающие механические повреждения защитного изоляционного покрытия.

7.1.5 При проектировании защиты от коррозии необходимо учитывать, что на участках поверхности трубопровода с нарушением сплошности защитной (окисной) пленки или антикоррозионного изоляционного покрытия металл имеет значительно более отрицательный потенциал (становится анодом), чем остальная поверхность (катод), и поэтому разрушается интенсивнее трубопровода, который совсем не имеет защитного покрытия. Аналогичные процессы могут возникнуть между участками подводного трубопровода, покрытыми и не покрытыми грунтом (илом).

7.2 ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ

7.2.1 Для стальных подводных трубопроводов, транспортирующих коррозионно-активные рабочие среды, необходимо предусматривать мероприятия, направленные на защиту внутренней поверхности трубопровода от коррозии. К таким мероприятиям относятся:

- увеличение толщины стенки трубы с учетом прибавки на коррозионный износ;

- применение в качестве материала труб коррозионно-стойких материалов, например, нержавеющей стали и сплавов;

- нанесение на внутреннюю поверхность труб антикоррозионного покрытия;

- предварительная обработка углеводородов перед транспортировкой с целью удаления из них воды или других веществ, способствующих коррозии;

- ингибирование.

7.2.2 Выбор способа антикоррозионной защиты должен отвечать условиям эксплуатации трубопровода и соответствовать требованиям технического задания, а результаты расчетов, подтверждающие эффективность действия защиты, должны получить одобрение Регистра.

7.2.3 Увеличение толщины стенки подводного трубопровода с учетом коррозионного износа осуществляется с целью компенсации потерь прочности трубопровода в результате утонения стенки из-за общей равномерной коррозии.

7.2.4 Необходимость введения прибавки на коррозионный износ и ее величина определяются, исходя из рассмотрения следующих факторов:

- расчетного срока службы трубопровода, коррозионной агрессивности рабочей среды и условий эксплуатации;

- предполагаемого вида коррозии;

- эффективности дополнительных мероприятий по защите трубопровода, снижающих интенсивность коррозионных процессов, например, путем химической обработки рабочих сред, покрытий и т.п.;

- чувствительности приборов контроля внутренней коррозии, частоты проводимых осмотров и проверок;

- последствий случайной утечки транспортируемых сред, требований надежности и безопасности;

- эффективности системы контроля за рабочим давлением в трубопроводной сети и др.

7.2.5 Минимальная прибавка на коррозионный износ трубопроводов из углеродистых сталей, транспортирующих неагрессивные рабочие среды, должна составлять не менее 1 мм. При транспортировке коррозионно-агрессивных рабочих сред, в частности жидких и газообразных

углеводородов, возможно содержащих в своем составе воду, надбавка на коррозионный износ должна составлять минимум 3 мм. Для подводных трубопроводов, изготовленных из нержавеющей сталей и сплавов, надбавку на коррозионный износ вводить не требуется.

7.2.6 В случае использования нержавеющей сталей и сплавов следует учитывать следующие параметры:

- прочностные свойства;
- технологичность изготовления, включая свариваемость;
- коррозионную стойкость.

7.2.7 При выборе внутреннего антикоррозионного защитного покрытия должны учитываться следующие факторы:

химическая совместимость с транспортируемыми углеводородами, а также с другими веществами, включая вероятность введения ингибиторов (см. 7.2.8), контакт с которыми будет возможен в процессе монтажа, укладки и эксплуатации;

сопротивляемость эрозионным воздействиям рабочих сред и механическим повреждениям при очистке внутренней поверхности трубопроводов скребками;

сопротивляемость быстрой декомпрессии;

наличие надежных систем контроля качества основного покрытия труб и покрытия в районе монтажного соединения.

7.2.8 Для временной защиты внутренней поверхности от коррозии во время хранения, транспортировки и до заполнения следует использовать заглушки в виде пробок и муфт, нанесение защитной смазки или воска, химическую обработку против обрастания.

7.3 ЗАЩИТА ОТ ВНЕШНЕЙ КОРРОЗИИ

7.3.1 Покрытия.

7.3.1.1 Для защиты от внешней коррозии морской трубопровод должен иметь антикоррозионное изоляционное покрытие (обычно многослойное). При необходимости внешнее покрытие должно иметь наружный слой для защиты от механических повреждений в процессе формирования и при укладке в/на твердый грунт. Монтажное соединение (сварной шов) защищается однослойным или многослойным покрытием.

7.3.1.2 Внешнее покрытие выбирается на основании рассмотрения следующих аргументов:

водопроницаемость, растворимость газов и солей, адгезия, пористость и т.д.;

физическая (механическая), химическая и биологическая сопротивляемость, ее снижение в процессе хранения и эксплуатации;

совместимость нанесения, включая участки монтажных соединений, со строительством, монтажом и ремонтом в полевых условиях;

совместимость с бетонным покрытием, если последнее применяется;
совместимость с катодной защитой;
соответствие требованиям теплоизоляционного покрытия, в случае выполнения функций последнего;
обеспечение требований охраны труда с учетом вредных условий приготовления, нанесения и формирования.

7.3.1.3 Физико-механические свойства покрытия должны быть отражены в спецификации на поставку. К ним относятся:

- максимальная и минимальная толщина;
- плотность;
- адгезия;
- растягивающие напряжения и удлинение;
- сопротивляемость удару;
- катодное сопротивление;
- удельное поперечное сопротивление;
- изгиб;
- теплопроводность;
- электрическое сопротивление;
- износостойкость;
- противодействие гидростатическому давлению;
- способность к отверждению.

7.3.1.4 Производственная спецификация на покрытие должна отражать следующее:

- материал покрытия (технические условия на материал наносимого покрытия, включая сертификаты испытаний для определения свойств материала);

- подготовка поверхности (технические требования производителя к степени подготовки поверхности перед нанесением покрытия);

- нанесение покрытия (технический процесс нанесения с указанием величин основных параметров: температуры и относительной влажности воздуха, температуры поверхности трубы, времени нанесения, толщины сухого и мокрого слоя покрытия, расхода материала, времени сушки слоя покрытия и его полного формирования в зависимости от температуры воздуха и т.д.);

- контроль и испытания (технические условия на примененное покрытие, включая сертификаты испытаний по определению параметров покрытия, перечисленных в 7.3.1.3.);

- технологический процесс ремонта покрытия;

- транспортировка и хранение труб с нанесенными покрытиями (руководства и инструкции по транспортировке и хранению труб).

7.3.1.5 Подготовка поверхности труб перед нанесением покрытия должна включать: исправление дефектов (выравнивание сварных швов,

скругление острых кромок до радиуса не менее 2 мм), очистку от масляных и других загрязнений, а также от окислыны и продуктов коррозии.

Масляные и другие загрязнения следует устранять с помощью уайт-спирита и водных моющих растворов. Удаление окислыны и продуктов коррозии необходимо производить с помощью струйно-абразивных установок с последующим удалением пыли.

Нанесение покрытия следует осуществлять не позднее чем через 4 ч. после струйно-абразивной очистки на открытом воздухе и не позднее чем через 24 ч. в закрытых помещениях.

7.3.1.6 Все покрытия должны подвергаться проверкам и испытаниям, включающим в себя:

- визуальный контроль;
- измерение толщины;
- определение сплошности покрытия;
- испытания отдельных труб на адгезию.

7.3.2 Специальные покрытия стояка и берегового перехода.

7.3.2.1 Специфика антикоррозионной защиты трубопроводных стояков и береговых переходов связана с изменениями уровня воды и наличием зоны всплеска (см.1.2.).

Неблагоприятные коррозионные условия создаются в зоне, расположенной выше самого низкого астрономического уровня воды, в которой трубопровод периодически смачивается за счет изменения уровня воды, волн и водяных брызг (зона всплеска).

Особенно неблагоприятные коррозионные условия создаются при транспортировке подогретых жидкостей, например, нефти или нефтепродуктов.

В зоне всплеска защитное покрытие может быть подвергнуто механическим повреждениям, вызванным гидродинамическими воздействиями или плавучими объектами. В зоне всплеска ограничен доступ для проверок (осмотров) и технического обслуживания.

В атмосферной зоне (т.е. выше зоны всплеска) вероятность механического повреждения трубопровода невелика. Кроме того, имеется хороший доступ для проверок (осмотров) и технического обслуживания.

В подводной зоне и в зоне всплеска ниже самого низкого астрономического уровня воды технически грамотно разработанная катодная защита способна предотвратить коррозионный износ при любых повреждениях антикоррозионного защитного покрытия. В зоне приливных явлений катодная защита малоэффективна.

Для каждого отдельно взятого стояка или берегового перехода разделение на зоны по степени опасности зависит от конструктивных особенностей стояка или берегового перехода, платформы или точечного причала, обслуживаемых стояком, и превалирующих факторов окружающей среды.

Для каждой из перечисленных выше трех зон могут быть применены различные виды антикоррозионных покрытий при условии их совместимости.

7.3.2.2 Физико-механические свойства антикоррозионных покрытий, перечисленные в 7.3.1.3., соответствуют требованиям к антикоррозионным покрытиям стояков и береговых переходов для соответствующих зон, рассмотренных в 7.3.2.1.

Применимость тех или иных требований к покрытиям должна быть отражена в спецификации на поставку.

7.3.2.3 Внешние покрытия на основе медных сплавов могут одновременно использоваться для защиты от коррозии и против обрастания, особенно в районе перехода от подводного участка к зоне всплеска. При этом для достижения достаточной эффективности металлические материалы, обладающие противообрастающими свойствами, должны быть электроизолированными от катодной защиты.

7.3.2.4 Производственная спецификация на покрытие стояков и береговых переходов должна содержать всю информацию, изложенную в 7.3.1.4.

7.3.3 Защитные покрытия монтажных соединений.

7.3.3.1 Для трубопроводов с бетонным или теплоизоляционным покрытиями монтажное соединение имеет многослойную структуру покрытия, состоящую из антикоррозионного защитного покрытия и заполнителя. Последний должен обеспечить плавный переход покрытия монтажного соединения к основному покрытию трубопровода.

Для теплоизолированных трубопроводов, стояков и береговых переходов заполнитель должен обладать адекватными для основных покрытий свойствами.

7.3.3.2 При выборе защитного покрытия монтажного соединения должны быть выполнены те же требования, что изложены в 7.3.1.2., 7.3.1.3., 7.3.1.5, 7.3.1.6 и 7.3.2.1, однако при этом следует помнить о значительной склонности сварных швов к коррозионным разрушениям. Поэтому перед выполнением сварных монтажных соединений следует уделить особое внимание правильному выбору материала сварочного электрода, строгому соблюдению режима сварки, тщательному контролю качества сварного шва. Защиту сварных монтажных соединений предпочтительно осуществлять многослойными холодными покрытиями.

7.3.3.3 Все работы по нанесению защитного покрытия монтажного соединения должны быть выполнены согласно апробированной технологии. Производственная спецификация на покрытие должна отражать следующее:

- материал заполнителя;
- подготовку поверхности;
- нанесение покрытия;

нанесение заполнителя;
контроль и испытания;
ремонт.

7.3.3.4 Параметры покрытия должны быть отражены в задании на техническое проектирование.

7.3.4 Катодная защита.

7.3.4.1 Катодная защита наряду с внешним антикоррозионным покрытием является обязательной составляющей комплексной защиты подводного трубопровода от коррозии в морской воде или глинистом соленом иле. Катодная защита предохраняет трубопровод от коррозионного разрушения в местах его дефектов или повреждения покрытия, в том числе в районе монтажного соединения, возникшего в процессе эксплуатации. Катодная защита заключается в подведении отрицательного полюса внешнего источника постоянного тока к защищаемому трубопроводу, а положительного - к специально устанавливаемому внешнему искусственному нерастворимому или малорастворимому аноду. Это превращает анодные участки (районы повреждения покрытий) коррозионных макро- и микропар на поверхности трубопроводов в катодные, что приводит либо к полному прекращению коррозии трубопровода, либо резко уменьшает ее интенсивность.

7.3.4.2 Техническая документация на катодную защиту должна сохраняться в течение всего срока службы подводного трубопровода и содержать следующее:

схему компоновки станции катодной защиты с обозначением расположения всех испытательных точек;

технические условия и спецификации на все необходимое оборудование, включая опоры трансформаторов, электрические кабели и их защитные устройства, испытательные точки и т.п.;

технические условия на монтаж системы катодной защиты;

технические условия на предварительные и приемосдаточные испытания;
инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию системы катодной защиты.

7.3.4.3 Для обеспечения необходимой катодной защиты подводный трубопровод из углеродистых сталей должен иметь защитный потенциал в пределах от $-0,90$ до $-1,1$ В, относительно электрода сравнения – серебро-хлористое серебро/ морская вода ($Ag/AgCl/$ морская вода) в морской воде. Эти потенциалы относятся к соленому илу и морской воде с соленостью в пределах 32 — 38%. При наличии анаэробных условий, например, в среде соленого ила, и вероятности возникновения коррозии под обрастанием, величину защитного потенциала следует брать равной $-0,90$ В. Для защиты нержавеющей сталей величину поляризационного потенциала следует брать более чем $-0,55$ В.

7.3.4.4 Подобные отрицательные потенциалы могут вызвать вторичные отрицательные результаты такие, как возникновение водородного растрескивания и коррозионной усталости основного материала и сварного шва, поэтому потенциалы катодов и анодов коррозионных пар при катодной защите должны быть близки (практически выравнены). Минусовый предел потенциала должен быть указан в технической документации.

7.3.4.5 Для измерения потенциала между поверхностью трубопровода и морской водой могут быть использованы контрольные электроды сравнения следующих типов:

- насыщенный каломель (KCl);
- насыщенный медносульфатный;
- серебро-хлористое серебро/ морская вода (Ag/Ag Cl / морская вода);
- цинковый сплав высокой чистоты, содержащий цинка минимум 99,9% и железа не более 0,0014%/ морская вода;
- анодный цинковый сплав/ морская вода.

7.3.4.6 При проектировании систем катодной защиты необходимо учитывать следующие основные условия:

- характеристики подводного трубопровода (диаметр, толщина стенки, протяженность, способ укладки и условия размещения на дне моря, распределение температуры по всей длине трубопровода, тип и толщина защитного покрытия, коррозия, теплоизоляция, наличие механической защиты, наличие, тип и толщина балластного покрытия, детали соединения, крепления, фасонные элементы, их защитные покрытия и др.);

- наличие или предполагаемое строительство трубопроводов, платформ и других гидротехнических сооружений вблизи или непосредственно пересекающих (на другом уровне) трассу подводного трубопровода;

- наличие изгибов труб, стояков, зажимов и хомутов;
- внешние условия окружающей среды;
- расчетный срок службы трубопровода;
- необходимая величина защитного потенциала;
- доступность для выполнения ремонта;
- статистические данные об эксплуатации систем катодной защиты в аналогичных условиях (данные прототипа);

- наличие требуемого электропитания;
- требования к технике безопасности;
- применимые коды (стандарты);
- оценка степени риска.

7.3.4.7 В случае необходимости, в дополнение к данным, приведенным в 7.3.4.6, следует выполнить измерение следующих параметров в полевых (эксплуатационных) условиях:

- температуры;
- удельного сопротивления морской воды;

скорости течения морской воды;
значения водородного показателя pH;
глубины воды по трассе трубопровода;
химический состав воды, особенно кислородосодержание;
содержания сероводорода в морской воде;
наличия блуждающих токов.

7.3.4.8 Плотность тока, необходимого для защиты поверхности стальных труб в течение всего срока службы подводного трубопровода, является одним из основных параметров, определяемых при проектировании системы катодной защиты. Выделяют три значения плотности тока:

начальное, среднее и конечное (установившееся), которые относятся соответственно к плотности тока, необходимой для поляризации трубопровода в пределах определенного периода (в пределах 1 — 2 месяцев);

плотность тока, необходимая для поддержания поляризации;

плотность тока, необходимая для возможной деполяризации, которая может произойти, например, после сильного шторма.

7.3.4.9 Выбор защитной плотности тока может базироваться на опыте аналогичных трубопроводов и адекватных внешних условий или на результатах полевых (эксплуатационных) измерений в этих же районах с учетом следующего:

основной расчет электрохимической защиты следует проводить для установившегося режима поляризации, когда стабилизируются защитные изоляционные свойства солевых отложений на поляризуемой поверхности;

покрытие считается эффективным, если 50% значения защитной плотности тока для данного региона обеспечивает расчетный срок службы трубопровода в течение 30 лет;

необходимая начальная плотность тока, должна составлять 10% значения защитной плотности тока;

плотность потребляемого тока обычно не является постоянной во времени;

потребности в плотности тока для неизолированных участков стальных трубопроводов в морской воде могут понизиться по причине образования на катодно-защищаемых поверхностях нерастворимых отложений углекислой соли кальция и других соединений, представляющих собой дополнительную защиту от коррозии;

потребности в плотности тока со временем могут увеличиться, т.к. по мере разрушения покрытия площадь обнаженных поверхностей будет возрастать, и одновременно с этим увеличится проводимость покрытия, ток катодных станций и потенциал (однако величина максимального защитного потенциала не должна превышать -1,2 В относительно медносульфатного контрольного электрода по причине, изложенной в 7.3.3.2).

7.3.4.10 Применение катодной защиты с подачей постоянного тока ограничено следующими причинами:

возможным отсутствием внешнего источника питания;

значительной толщиной стенки трубопровода;

протяженностью подводного трубопровода;

зависимостью от величины сопротивления изоляции трубопровода в конце расчетного срока службы (для обеспечения эффективной катодной защиты изоляционное покрытие должно обладать высоким удельным сопротивлением);

необходимостью оборудования береговых катодных станций;

необходимостью иметь дорогостоящие стационарные контрольно-измерительные пункты по всей длине трубопровода с интервалом 1,0 – 1,5 км для осуществления периодического контроля потенциала по всей длине трубопровода с целью наблюдения за эффективностью работы катодной защиты;

возможным требованием устройства мониторинговых систем катодной защиты на трубопроводе.

7.3.4.11 Системы катодной защиты подводных трубопроводов могут обеспечиваться одной или двумя станциями катодной защиты, расположенными на одном или на обоих концах трубопровода. Система катодной защиты не должна использоваться до тех пор, пока специалист по катодной защите не проверит ее работу после монтажа.

7.3.4.12 Материалами анодов катодной защиты могут служить смешанные окислы, активированный титан и платинированный ниобий, тантал или титан, сплавы платинового тантала, сплавы ниобия или титана в т.ч. платинированный титановый сплав, высокопроводящий металл со слоем оксидного покрытия, свинцово-серебряные сплавы (свинец с добавкой 1-2% серебра).

7.3.4.13 Выбор типа выпрямителя катодной станции должен осуществляться, исходя из величин силы тока и напряжения, которые определяются расчетом при проектировании. Выпрямители должны применяться с регулированием постоянной величины тока и потенциала, при этом управление должно быть ручным, за исключением особых случаев. Кабели должны иметь изоляцию, пригодную для эксплуатации в морской воде, и внешнюю оболочку для защиты от механических повреждений. Электрическое соединение между анодом и анодным кабелем должно быть водонепроницаемым и механически прочным.

7.3.4.14 Расчет параметров системы катодной защиты заключается в определении ее состоятельности защитить трубопровод от коррозии по всей длине, учитывая, что на концах трубопровода может быть установлено не более двух станций катодной защиты. Катодная защита должна проектироваться и выполняться исходя из следующих условий:

результаты расчета катодной защиты должны определять конечные значения следующих величин и параметров: суммарного защитного тока и расчетного напряжения, типа, количества и срока службы анодов, марок и сечений кабелей, схем анодных линий, типов катодных станций;

расчет катодной защиты выполняется исходя из условия, что при рекомендуемом расположении анодов достигается равномерное распределение потенциалов на защищаемой поверхности;

расчет защиты должен выполняться для двух этапов ее эксплуатации: в период формирования на защищаемой поверхности катодного осадка и эксплуатационного периода.

Если из-за эффекта экранирования другими элементами системы какие-либо участки поверхности недостаточно защищены, а установка дополнительных наружных анодов невозможна, то допускается использование комбинированной защиты сочетанием катодной и протекторной.

Следует учесть, что характер распределения потенциалов различен для катодной и протекторной защит: в первом случае потенциал анода более положительный, а во втором – отрицательный.

Ток на выходе трансформатора-выпрямителя должен быть, по меньшей мере, на 25% выше тока, необходимого для защиты трубопровода в течение всего срока службы.

7.3.4.15 Аноды системы катодной защиты должны быть заглублены на берегу или уложены на дно.

Аноды должны обладать достаточно низким сопротивлением изоляции в электролите (морской воде), обеспечивающим низкое сопротивление в цепи тока катодной защиты, чтобы выходное напряжение трансформатора-выпрямителя при максимальном токе на выходе по соображениям безопасности не превышало 50 В.

Общая масса материалов анодов должна превышать массу анодных материалов, расходуемых в течение расчетного срока службы при максимальном токе на выходе трансформатора-выпрямителя.

7.3.4.16 В случае нейтрального состава материала анодов, например, титановых анодов, покрытых платиной, рабочее напряжение анода должно быть ниже, чем напряжение пробоя внешнего слоя анода.

Во всех случаях необходимо расстояние между анодом и трубопроводом выбирать минимальным с тем, чтобы защитный потенциал секции трубопровода, расположенной вблизи анода, был выше отрицательного предела защитного потенциала (см. 7.3.3.1).

Плотность анодного тока должна быть ниже максимальной плотности тока для соответствующего материала анода, предлагаемого изготовителем.

7.3.4.17 При использовании катодной защиты для подводных трубопроводов и стояков необходимо выполнять требования по

электрической изоляции от смежных конструкций (платформы или эстакады), на которые он выходит, с использованием изолирующих фланцев. Тоже касается подземного участка при выходе трубопровода из моря на берег.

7.3.4.18 Электрохимическая защита должна быть введена в действие не позднее чем за 10 суток с момента окончания работ по укладке трубопровода.

7.3.5 Протекторная защита.

7.3.5.1 Протекторная защита от коррозии заключается в подключении защищаемого металла трубопровода к металлу протектора, имеющему более отрицательный потенциал в морской воде, благодаря чему возникает ток катодной поляризации. Протектор является в этой системе защиты основным элементом. Протекторная защита, как правило, рассчитывается и разрабатывается на весь срок службы подводного трубопровода.

7.3.5.2 Проектная документация на системы протекторной защиты должна содержать следующее:

- технические условия, чертежи и спецификации для изготовителя (производителя) протекторов и результаты электрохимических испытаний;
- расчет массы и количества протекторов;
- расчет сопротивления протекторов;
- расчет площади защищаемой поверхности и потребляемого тока;
- технические условия, чертежи и спецификации на установку протекторов;
- технологии крепления протекторов.

7.3.5.3 При выборе материалов для изготовления протекторов предпочтение должно быть отдано сплавам, обладающим следующими параметрами:

- высоким коэффициентом полезного использования растворяемого металла;
- низкой анодной поляризуемостью;
- стабильностью электрохимических характеристик во времени;
- отсутствием условий образования на поверхности протекторов продуктов анодного растворения и поверхностных пленок.

Протекторы изготавливаются из двух видов материалов: сплавов на основе алюминия или цинка, прошедших натурные испытания и отвечающих требованиям технических условий на материалы для изготовления анодов, разрабатываемым в составе технического проекта. При этом для каждого сплава возможны различные химические составы.

7.3.5.4 Выбор материала для протекторов должен учитывать следующие соображения:

- условия воздействия протектора, погруженного в морскую воду или соленый ил;

химический состав протектора;
температура;
способ и технология изготовления.

Кроме того, следует помнить, что:

нельзя использовать обычные цинковые сплавы в соленой воде при рабочей температуре анодов свыше 500С;

необходимо учитывать влияние компонентов металлического сплава, растворенных в электролите, на окружающую среду.

По совокупности положительных свойств лучшими являются протекторы из алюминиевых сплавов, для исключения водородной деполяризации следует применять цинковые сплавы. Алюминиевые сплавы для изготовления протекторов должны содержать активирующие легирующие добавки, ограничивающие или предотвращающие образование оксидного поверхностного слоя.

7.3.5.5 Протекторы для подводных трубопроводов могут изготавливаться в виде болванки и иметь трапециидальную, цилиндрическую, корытообразную формы или применяться в виде браслетов, однако могут рассматриваться и другие типы по согласованию с Регистром.

Протекторы в виде браслетов должны быть снабжены соответствующими стальными вкладышами, чтобы облегчить сборку и стяжку половинок или сегментов браслетов вокруг трубы. Протекторы браслетного типа устанавливаются на трубопроводе таким образом, чтобы избежать их механического повреждения при транспортировке и укладке трубопровода.

Для трубопроводов со сплошным балластным покрытием протекторные аноды обычно имеют толщину, равную толщине покрытия. Для трубопроводов и стояков с теплоизоляцией протекторы должны быть сконструированы таким образом, чтобы ограничить нагрев протекторов и тем самым улучшить его электрохимическую эффективность, т.е. устанавливая протекторы на внешней стороне покрытия. Расстояние между последовательно расположенными протекторами определяется расчетом и, как правило, не должно превышать 150 м.

7.3.5.6 Размеры протекторов должны выбираться исходя из следующих параметров:

внешнего диаметра трубопровода;
толщины внешнего антикоррозионного защитного покрытия;
соответствия протекторов способу укладки трубопровода;
толщины балластного (бетонного или железобетонного) покрытия (при наличии последнего).

Для подводных трубопроводов без сплошного балластного (утяжеляющего покрытия) или с внешним диаметром браслета большим, чем внешний диаметр трубопровода со сплошным балластным покрытием,

оба конца браслетных протекторов должны плавно переходить на конус (сужаться) к внешней поверхности трубопровода или балластного покрытия.

7.3.5.7 Протекторные аноды должны быть установлены на трубах так, чтобы предупредить любое скольжение труб при укладке и не нарушать надежность электрического соединения с трубопроводом. С одобрения Регистра могут быть использованы разные способы сборки протекторов на трубах. Типовой способ сборки полузакрытых браслетных анодов заключается в закреплении двух половин каждого протектора вокруг трубы путем приварки пластинчатых соединительных вкладышей или в соединении двух половин браслетного протектора с использованием болтового соединения.

7.3.5.8 Для обеспечения неразрывности электрической цепи между протекторами и трубопроводом необходимо иметь по два соединительных кабеля для каждого протектора. Монтаж алюминиевых и цинковых протекторов следует производить приваркой обоих концов сердечника протектора к защищаемому объекту (трубе или сооружению) в процессе изготовления монтажных участков трубопровода на береговой строительной площадке в местах, указанных в проектной документации. Необходимость применения присоединительных пластин является предметом специального рассмотрения Регистром. Алюминиевые протекторы должны привариваться к трубопроводу по верхней образующей. Выступающие концы арматуры протектора, в качестве которой служит полосовая сталь, должны загибаться в одну сторону под прямым углом. Загнутые концы арматуры привариваются к трубопроводу.

Для выполнения соединения между проволочным выводом (дренажным кабелем) и стальной трубой, могут быть использованы термитная сварка, пайка мягким и твердым припоем, ручная аргонодуговая или конденсаторная сварка. Применяемая технология сварки должна пройти квалификационную проверку на механическую прочность и целостность электрического соединения и контроль за отсутствием влияния процесса сварки на механические свойства углеродистой стали и образованием трещин в стенке трубопровода при сварке.

Запрещается приварка сердечников алюминиевых протекторов на соединительных швах трубопровода. Приварку следует производить на расстоянии 150 мм от швов.

7.3.5.9 Монтаж протекторов-анодов в виде браслетов осуществляется в соответствии с принятой технологией. Аноды должны быть плотно обжаты вокруг труб и установлены так, чтобы предупредить любое повреждение защитного покрытия трубы под анодом. При использовании соединительного кабеля каждый анод должен присоединяться к трубе при помощи, по крайней мере, 4-х креплений, предпочтительнее по два на каждую половину анода. Соединительные сварные швы должны располагаться на

расстоянии не менее 150 мм от любых других сварных швов. В точках соединения кабеля с трубой необходимо обеспечить тщательность восстановления антикоррозионного покрытия.

После монтажа каждого протектора-анода целостность электрической цепи проверяется приборными методами. В случае двусторонней приварки анодных вкладышей к стенкам трубы или через накладные пластины можно использовать по два крепления на каждую половину анода.

Стальная арматура балластного железобетонного покрытия не должна иметь контакта с трубой или анодами.

7.3.5.10 В исключительных случаях монтаж анодов может проводиться под водой с использованием либо механических креплений, либо сварных соединений. Сварку соединений под водой возможно производить только в кессоне с повышенным давлением.

Приварка протекторов-анодов на стенки труб без кессона также не допускается. Она может использоваться только на тех деталях трубопроводов, на которых не могут возникнуть значительные трещины и дефекты, т.е. на накладных пластинах, анодных вкладышах и опорах анодов.

7.3.5.11 По всей поверхности морского подводного трубопровода на всем его протяжении должно быть обеспечено непрерывное распределение потенциалов в течение всего срока службы. Минимальные и максимальные значения защитных потенциалов для морской воды приведены в табл. 7.3.5.11. Указанные потенциалы рассчитаны для воды с соленостью от 32 до 38‰ при температуре от 5 до 25°C.

Таблица 7.3.5.11

Значения защитных потенциалов для подводных трубопроводов

Контрольный электрод	Минимальный защитный потенциал, В	Максимальный защитный потенциал, В
Медносульфатный насыщенный	- 0,95	- 1,10
Хлоросеребряный	- 0,90	- 1,05
Цинковый	+ 0,15	0,00

8 МОНТАЖ И ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

8.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

8.1.1 Установка, монтаж и сдача подводных трубопроводов должны вестись с учетом оценки риска, включающей идентификацию возможных опасностей, отказов, развитие аварийных ситуаций, тяжесть последствий, используя например, известные методы анализа риска FMEA, HAZOP и др. (см. Приложение III).

8.1.2 Необходимыми документами, предъявляемыми Регистру на утверждение перед монтажом, укладкой и сдачей подводных трубопроводов, являются:

8.1.2.1 Технологическая документация на монтаж, укладку, контроль, приемных испытаний, содержащая подробную информацию о применяемом оборудовании, устройствах, приборах, их характеристиках, и последовательно отражающая все этапы работ, осуществляемых при выполнении этих процессов.

8.1.2.2 На все работы по монтажу подводных трубопроводов должна быть разработана и согласована с Регистром соответствующая технологическая документация, в частности, на :

хранение, транспортировку, погрузку и разгрузку труб;

центровку;

сварку;

визуальный и неразрушающий контроль;

наружное покрытие;

ремонтные работы;

демонтажно-восстановительные работы;

буксировку;

соединение ниток трубопровода.

Разрабатываемые технологии должны учитывать ограничения, связанные с условиями окружающей среды в районе трассы.

8.1.2.3 Обращение с изделиями и материалами для подводных трубопроводов необходимо осуществлять в полном соответствии с принятыми технологиями. Идентификация материалов и контроль за их применением должны вестись на протяжении выполнения этапов работ. Бракованные материалы должны тщательно выявляться, маркироваться и отделяться от всех других. При поставке материалов необходимо осуществлять проверку на соответствие сертификатам.

8.1.2.4 Перед сдачей подводного трубопровода в эксплуатацию все системы контроля должны быть тщательно проверены, а наиболее ответственное оборудование (сварочное, системы позиционирования, механизмы натяжения и др.) должно подвергнуться освидетельствованию Регистром.

8.2 ТРАССИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ

8.2.1 Перед монтажом и установкой подводного трубопровода может потребоваться проведение дополнительных изысканий, если:

период времени с окончания первоначального обследования до начала монтажных работ достаточно велик;

в условиях грунта морского дна могли произойти значительные изменения;

предполагаемый маршрут прокладки трубопровода проходит в районах, подверженных опасным воздействиям, например, сейсмически опасных;

в районах прокладки трубопровода появились новые установки, объекты, трубопроводы и т.п.

8.2.2 При подготовке морского дна перед укладкой трубопровода может потребоваться проведение следующих работ:

удаление возможных препятствий на пути маршрута и предотвращение потенциальных опасностей, с воздействием которых может соприкоснуться трубопровод;

осуществление мероприятий, предотвращающих возникновение негативных воздействий на трубопровод неустойчивых грунтов морского дна, песчаных волн, эрозионных процессов и т.п.;

обеспечение конструктивных мероприятий в районах оформления пересечений трассы с трубопроводами и кабелями;

осуществление действий, предотвращающих нежелательные процессы размыва донного грунта, приводящие к провисанию трубопровода.

8.2.3 До начала проведения работ по монтажу и укладке подводного трубопровода в грунт морского дна с заглублением необходимо выполнить расчеты по определению профиля подводной траншеи, при этом выкопать траншею с достаточно гладкой поверхностью, чтобы свести к минимуму возможные повреждения покрытия анодной защиты и самих трубопроводов.

8.2.4 Перед укладкой трубопровода в предварительно подготовленную траншею предприятие-строитель при участии инспектора Регистра должно производить проверку отметок продольного профиля траншеи. Переборы грунта в основании (дне) траншеи допускаются на глубину не более 0,5 м. Трубопровод должен быть подготовлен для укладки к моменту окончания работ по устройству подводной траншеи.

8.2.5 Перед укладкой подводного трубопровода должны быть произведены проверочные расчеты устойчивости и напряжений, возникающих в укладываемом трубопроводе, с учетом фактических скоростей течения, глубины моря и профилей спусковых устройств.

Укладка трубопровода на дно для последующего его заглубления в грунт допускается только при условии, что предварительными контрольными промерами и расчетами будет установлено, что радиусы изгиба трубопровода при укладке будут не менее минимально допустимых по условиям прочности.

Обетонированный трубопровод допускается укладывать после достижения бетоном проектной прочности.

8.2.6 Все работы по конструктивному оформлению пересечений с трубопроводами и кабельными трассами должны быть осуществлены в полном соответствии со спецификацией, которая определяет подетальные

меры, направленные на то, чтобы избежать любых повреждений пересекающихся объектов.

Спецификация должна содержать в себе требования, относящиеся к:

- минимальному расстоянию между пересекающимися объектами;
- координации пересечений;
- маркировке прокладываемой трассы;
- положению и ориентации пересекающихся объектов с обеих сторон;
- разработке и конструктивному оформлению пересечения;
- раскреплению трубопровода и составляющих его конструкций;
- установке несущих конструкций(опор) или гравийных оснований;
- мероприятиям, предотвращающим эрозионное воздействие на конструктивные элементы трубопровода;
- текущему контролю;
- допускаемым отклонениям;
- любым другим, составляющим конструкцию подводного трубопровода.

8.3 МОРСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ УКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

8.3.1 Требования данной главы относятся к трубоукладочным судам и баржам, осуществляющим укладку трубопроводов на морское дно. Судно-трубоукладчик должно иметь класс Регистра. Оно должно быть оснащено всеми необходимыми системами, устройствами и оборудованием для ведения операций по укладке трубопроводов с учетом обеспечения соответствующей безопасности. Основные требования к судну отражаются в спецификации и относятся к:

- якорям, якорным цепям, тросам и якорным лебедкам;
- раскреплению;
- позиционированию и оборудованию по наблюдению за его осуществлением;
- оборудованию динамического позиционирования и соответствующей системе координат;
- системам сигнализации;
- мореходным качествам судна в заданном районе;
- крановому оборудованию;
- трубопроводному монтажному оборудованию.

8.3.2 На судне должно находиться руководство по техническому обслуживанию всех систем и оборудования, обеспечивающего безопасность действия в процессе выполняемых операций. Перед эксплуатацией судно, его оборудование и системы должны быть освидетельствованы Регистром.

8.3.3 Для раскрепления трубоукладочного судна необходимо иметь карту расположения якорных устройств. Судно, осуществляющее укладку

подводных трубопроводов, должно работать в полном соответствии с предварительно утвержденной схемой расположения якорей, обеспечивая требуемые усилия на натяжных связях. Схема должна содержать следующую информацию:

- предполагаемая трасса трубопровода и коридор для его прокладки;
- расположение существующих трубопроводов и установок;
- места, запрещенные для постановки на якорь;
- положение каждого якоря и точки касания заземляющего кабеля;
- положение судна при движении каждого якоря и рабочие координаты судна после остановки перемещения якоря;
- управление якорями с учетом гидрометеорологических ограничений.

8.3.4 Необходимо определить минимальные зазоры между якорями, якорными цепями (тросами), кабелями и любыми другими существующими стационарными конструкциями подводных устройств, трубопроводов и кабелей.

8.3.5 Требования к системе позиционирования и точности ее действия должны быть определены для каждого конкретного судна и соответствующих внешних условий. Точность горизонтального позиционирования должна полностью соответствовать требованиям к допускаемым отклонениям осевой линии трубопровода при укладке. Для контроля позиционирования должны быть разработаны соответствующие системы контроля, установлены контрольные точки.

8.3.6 Системы позиционирования должны иметь, как минимум, 100%-ное резервирование для предупреждения ошибок в позиционировании. Документация на систему позиционирования, обеспечивающую функционирование в определенных пределах точности, должна быть доступна для ознакомления до начала работ по укладке трубопроводов.

8.3.7 Судно, использующее систему динамического позиционирования для «зависания» в требуемой точке, должно соответствовать требованиям ИМО (Руководящие принципы для судов с системами динамического позиционирования).

8.3.8 До начала работ по монтажу необходимо осуществить проверку системы позиционирования с тем, чтобы убедиться, что все управляющие устройства работают в заданных пределах точности. Система дистанционного управления движителями должна проверяться в рабочем режиме вместе с системой координат месторасположения судна, а также при различных вариантах возникновения отказов.

Системы контроля, аварийной сигнализации и резервные системы должны проверяться в соответствии с принятыми методиками испытаний. Испытания должны проводиться под наблюдением инспектора Регистра.

8.4 СПОСОБЫ УКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ НА МОРСКОЕ ДНО

8.4.1 Подводные трубопроводы могут укладываться на морское дно различными способами: протаскиванием по грунту, буксировкой на плаву, укладкой с трубоукладочных барж или трубоукладочного судна, опусканием со льда с использованием наклонного бурения.

8.4.2 Выбор способа укладки обусловлен внешними условиями, глубиной моря, рельефом дна, свойствами донного грунта, продолжительностью периода покрытия моря льдом, видом транспортируемой среды, диаметром трубопровода.

8.4.3 Технологический процесс укладки трубопровода включает перемещение его в створ подводного перехода и опускание на дно. Технологические схемы укладки подводных трубопроводов отличаются размещением строительного-монтажной площадки, способами перемещения трубопровода в створ и опускания его на дно.

При укладке трубопровода на дно возможно применение одной из основных технологических схем.

.1 Протаскивание трубопровода по дну с предварительным монтажом его в полную длину на строительной-монтажной площадке.

.2 Протаскивание трубопровода по дну с последовательным наращиванием нитки.

.3 Опускание трубопровода свободным погружением с предварительным монтажом его в створе перехода.

.4 Опускание трубопровода свободным погружением с буксировкой в створ плетей, их монтажом и разворотом дюкера.

.5 Опускание трубопровода свободным погружением с буксировкой в створ плетей и сваркой стыков между плетями на плаву.

.6 Опускание трубопровода с помощью плавучих опор.

.7 Укладка трубопровода с использованием направленного бурения.

Применение способов укладки, указанных в .1, .2, .4 и .5, ограничено гидрометеорологическими условиями, кроме того, технологические схемы, приведенные в .1 и .2, могут использоваться только на морских переходах малой протяженности.

8.4.4 Укладка трубопровода способом протаскивания по дну.

8.4.4.1 Технологические схемы укладки, перечисленные в 8.4.3.1 и 8.4.3.2, могут применяться при укладке подводных трубопроводов всех диаметров малой протяженности, при сравнительно благоприятных гидрометеорологических условиях (волнение моря до 3 — 4 баллов, скорость течения до 0,5 м/с). Применение этого метода более предпочтительно для газопроводов, а для нефтепроводов — на относительно больших глубинах с большой скоростью течений.

8.4.4.2 Технология укладки трубопровода способом протаскивания заключается в монтаже (сварке) труб на строительной-монтажной площадке,

вытягивании трубопровода в створ и протаскивании его по дну с помощью лебедок, тракторов или буксиров. Головной конец трубопровода перед протаскиванием закрывают непроницаемой заглушкой, к нему же приваривают раму для крепления тягового троса. В зависимости от условий района укладки, конструкции трубопровода, наличия тяговых средств протаскивают весь трубопровод или отдельные его секции.

8.4.4.3 Условием применения протаскивания является наличие хотя бы с одной стороны трубопровода дюкера, по радиусу упругого (естественного) изгиба. Протаскивание трубопровода большого диаметра возможно при наличии криволинейных отводов (гнутых вставок), но при ограниченной величине тягового усилия.

Выбор одной из двух технологических схем протаскивания обусловлен рельефом дна и берега, на котором размещена строительно-монтажная площадка, мощностью тяговых средств для протаскивания, конструкцией и числом специальных спусковых средств.

8.4.5 Укладка трубопровода буксировкой на плаву.

8.4.5.1 Способ укладки подводного трубопровода буксировкой на плаву применим лишь в благоприятных гидрометеорологических условиях при незначительных скоростях течения и ветра, при волнении моря до 2 — 3 баллов. Предельная длина буксируемых секций трубопроводов не превышает 3000 м. Способ наиболее приемлем в открытой воде. В обоснованных случаях возможно использование буксировки в водах с частичным ледовым покровом. Следует учитывать, что при этом значительно ограничивается свобода маневрирования буксирующего судна.

8.4.5.2 При использовании способа буксировки необходимо разработать технологическую документацию для следующих процессов:

- сборки плетей трубопровода на берегу;
- управления системой балластировки;
- размещения плетей во время буксировки и установки на место;
- управления системой откачки балласта;
- соединения плетей трубопровода;
- применения безопасных средств измерения, навигации с учетом гидрометеорологических ограничений.

8.4.5.3 В процессе буксировки необходимо контролировать и поддерживать в расчетных пределах следующие основные параметры:

- тяговое усилие;
- скорость буксировки;
- глубину воды;
- радиус изгиба трубопровода;
- глубину укладки трубопровода;
- условия плавучести трубопровода.

Выбранный маршрут буксировки должен быть свободен от любых препятствий, которые могут повлиять на натяжение трубопровода. При буксировке необходимо соблюдать ограничения по внешним условиям.

8.4.6 Укладка трубопровода с баржи-трубоукладчика.

8.4.6.1 Укладка трубопровода с баржи-трубоукладчика возможна в регионах с продолжительным безледным периодом. Скорость укладки при этом способе может составлять 5-8 км/день. Преимуществом укладки трубопроводов с баржи является то, что баржа представляет собой самостоятельную систему, которая по прибытии на место готова сразу включаться в работу.

8.4.6.2 Недостатком укладки с баржи является незначительная точность ее наведения: баржа не должна отклоняться более чем на 1-2 м, чтобы не допустить изгиб трубопровода больше допустимого. Последнее обстоятельство вызывает потребность наличия множества швартовых связей. В случае воздействия льда якоря должны постоянно перемещаться специальными судами для заводки якорей (динамическое позиционирование). При воздействии льда баржу-трубоукладчик трудно удерживать в фиксированном положении.

8.4.6.3 До начала работ по укладке трубопровода, инспектор Регистра должен освидетельствовать баржу-трубоукладчик и оборудование, участвующее в процессе укладки.

8.4.6.4 Во время укладки необходимо контролировать:

- нагрузки на якорный канат;
- нагрузки на ролик;
- натяжение труб на каждом натяжном устройстве;
- общее натяжение;
- глубину выдвижения наконечника и угол наклона стингера;
- глубину воды;
- натяжение лебедок во время ликвидации и восстановления трубопровода;
- условия окружающей среды.

8.4.6.5 На борту судна должны находиться одобренная технологическая документация для использования в случае:

- появления прогибов;
- повреждения балластного покрытия;
- повреждения антикоррозионного покрытия.

8.4.7 Укладка трубопроводов с судна-трубоукладчика (или с баржи-трубоукладчика) с применением барабана.

8.4.7.1 Укладка трубопроводов с судна- (баржи-) трубоукладчика с применением барабана возможна при наличии свободной воды. Система обладает высокой производительностью (порядка 2 — 4 км/ч), что является основным преимуществом при строительстве трубопроводов в регионах с

коротким безледовым периодом. Использование этого способа позволяет укладывать трубопроводы с максимальным диаметром до 400 мм на глубинах до 600 м.

8.4.7.2 Укладка трубопровода осуществляется сматыванием с барабана, установленного на барже или судне, без его натяжения. Существуют различные варианты размещения барабана вертикально, горизонтально, на палубе, в носу, в середине судна и т.п. Применение барабана позволяет вести процесс укладки трубопровода практически непрерывно. При этом укладка трубопровода может осуществляться с применением S- или J- методов.

8.4.7.3 С помощью барабана сооружаются только необетонированные трубопроводы. Отрицательная плавучесть обеспечивается применением труб с большой толщиной стенки, что дает ряд преимуществ: возможность приложения большого натяжения и увеличения рабочего давления. Максимальные продольные напряжения наблюдаются в ближайшем к сердечнику витке трубопровода. Напряжения в трубопроводе регулируются натяжением трубопровода и углом наклона ramпы.

8.4.7.4 Намотка барабана осуществляется в доке. До намотки предварительно свариваются плети длиной до 1 км, просвечиваются рентгеном и изолируются эпоксидным покрытием.

Емкость барабана с диаметром боковых фланцев 17 м и сердечника диаметром 12 м и шириной 5 м составляет:

- при диаметре трубы 100 мм — 64 км;
- при диаметре трубы 250 мм — 11 км;
- при диаметре трубы 300 мм и более — 7 км.

Необходимость намотки трубной плети на барабан и последующей размотки в процессе укладки обуславливает появление в трубе остаточной овальности и спиральности. Поэтому укладку трубопроводов сматыванием с барабана целесообразно применять только при сооружении внутри- и межпромысловых, а также магистральных трубопроводов небольшого диаметра.

8.4.7.5 При укладке труб с применением барабана необходимо выполнить расчеты и разработать следующие технологии:

- выгрузки барабана;
- управления натяжением;
- установки и/или соединения плетей;
- ликвидации и восстановления трубопровода.

В некоторых случаях могут потребоваться другие дополнительные сведения.

8.4.7.6 При хранении гибких труб на барабанах необходимо обратить внимание на нижеследующее соотношение параметров:

радиус барабана должен быть меньше, чем минимальный радиус загиба гибкой трубы;

барабан должен соответствовать длине гибкой трубы, включая концевые и вспомогательные соединения;

конструкция барабана, включающая фундаменты и подшипники, должна выдерживать вес гибкой трубы.

Для стальных трубопроводов необходимо принимать в расчет пластическую деформацию во время намотки и сматывания с барабана.

8.4.8 Укладка глубоководных трубопроводов с применением наклонных стингеров.

8.4.8.1 Данный способ укладки предполагает применение специального устройства-стингера для формирования пологой кривой оси трубопровода и уменьшения изгибных напряжений в процессе его укладки. Трубопровод при спуске со стингера образует S-образную или J-образную кривые.

8.4.8.2 Укладка трубопроводов S-методом позволяет применять трубы диаметром до 1200 мм при глубине моря до 750 м.

8.4.8.3 Напряжения в трубопроводе при его укладке зависят от радиуса кривизны стингера и угла схода трубопровода со стингера, усилия натяжения и глубины укладки, прочностных характеристик материала трубопровода, его диаметра и плавучести. Стабилизация самого судна-трубоукладчика в стационарном положении обеспечивается с помощью системы якорей или динамического позиционирования.

8.4.8.4 Следует отметить, что укладка трубопровода S-методом приводит к значительным изгибным напряжениям и деформациям трубопровода. Совместное действие изгиба и гидростатического давления приводит к смятию (потери устойчивости) труб, что ограничивает их сооружение S-методом на больших глубинах. Последовательный изгиб трубопровода на выпуклом и вогнутом участках S-кривой может привести к остаточным пластическим деформациям. Это обуславливает необходимость увеличения длины стингера, мощности системы якорения баржи и натяжения трубопровода, ограничения массы трубопровода. Максимальное натяжение трубопровода в этом случае может составлять порядка 3000 кН.

8.4.8.5 Применение J-способа позволяет сооружать трубопроводы на больших глубинах (1000 — 3000 м), но ограничивает его применение на малых глубинах. На практике чаще всего приходится сочетать применение S- и J-методов.

8.4.9 Укладка трубопроводов с применением наклонного (горизонтального) бурения.

8.4.9.1 Укладка подводных трубопроводов с использованием наклонного (горизонтального) бурения может применяться для перехода через небольшие водные преграды (до 1500 м) при диаметрах труб до 1220 мм.

8.4.9.2 Укладка трубопровода данным способом не зависит от сезонности, наличия ледового покрова и состояния водной поверхности. При данном способе укладки трубопровод располагается значительно ниже

морского дна, что делает его полностью безопасным от внешних механических повреждений якорями, крупными ледовыми образованиями и т.п.

8.5 ИСПЫТАНИЯ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДАВЛЕНИЕМ

8.5.1 Общие положения.

8.5.1.1 После монтажа или проведения любых работ, которые могут повредить трубопровод (прокладка траншей, заглубление, ремонт и т.д.) выполняются испытания под давлением.

8.5.1.2 Испытания под давлением можно подразделить на две части: испытания на плотность соединений и испытания на прочность. Испытания на плотность соединений должны производиться после испытаний на прочность.

8.5.2 Документация.

Испытания под давлением должны быть описаны в программе или технологической документации, которые подлежат одобрению до испытаний. Документация должна содержать следующее:

8.5.2.1 Инструкции по эксплуатации, включающие:

затопление трубопровода (например, тип и количество балластных чушек);

метод и скорость создания избыточного давления;

оборудование/части оборудования, которые надо изолировать на период выдержки;

метод и скорость снятия давления;

обезвоживание и удаление контрольной среды;

осушка трубопровода изнутри, если нужно;

противоаварийные меры и меры безопасности.

8.5.2.2 Оборудование и системы:

описание участка трубопровода, подлежащего испытаниям (размеры, клапаны, насосы и т.д.)

описание контрольной среды, включающее возможность использования химических добавок;

технические условия на измерительную аппаратуру и приборы (температура, давление, расход), включая их расположение и соединение;

описание проверок и маркировки;

распределение приборов измерения температуры вдоль трубопровода.

8.5.2.3 Расчеты:

влияния температуры и других внешних условий на давление, включая оценку чувствительности температуры контрольной среды к изменениям температуры морской воды;

теоретической диаграммы «давление-объем».

8.5.3 Меры безопасности.

Место проведения испытаний должно быть огорожено с вывешенными предупредительными знаками, чтобы предотвратить несанкционированный доступ персонала во время проведения испытаний на герметичность.

8.5.4 Испытания на прочность.

Испытания на прочность проводятся для того, чтобы проверить возможность работы трубопровода при расчетном давлении с определенным запасом надежности.

Эти испытания могут также использоваться для проверки возможности повышения величины рабочего давления для трубопроводов, находящихся в эксплуатации.

При испытании трубопровода на прочность испытательное давление должно составлять не менее 125% расчетного давления.

Испытательное давление при проведении испытаний на прочность должно поддерживаться не менее двух часов. Если в течение периода выдержки падение давления составляет менее 1% в час, то результаты испытаний на прочность принимаются.

8.5.5 Испытания на герметичность.

Испытания проводятся для того, чтобы проверить отсутствие течи в трубопроводе.

При испытании трубопровода на герметичность испытательное давление должно быть не меньше 110% расчетного давления. Величины испытательного давления будут зависеть от самой низкой величины астрономического прилива.

Повышение давления на участке трубопровода должно следовать за периодом стабилизации перед началом периода выдержки. Во время периода выдержки давление должно регистрироваться, по крайней мере, каждые 30 минут. При восстановлении давления или в случае необходимости сброса давления испытания на герметичность прерываются и должны быть произведены повторно после нового периода стабилизации.

Максимальное допустимое изменение давления во время испытаний на герметичность составляет $\pm 0,2\%$ испытательного давления. Если есть возможность внести в документы изменения давления, вызванные колебаниями приливов или температуры, то дополнительные изменения, соответствующие $\pm 0,4\%$ испытательного давления, допустимы. Приборы для измерения температуры должны располагаться вблизи трубопровода.

8.5.6 Контрольная (испытательная) среда.

Контрольной средой обычно является профильтрованная пресная вода или профильтрованная морская вода, которые могут подвергнуться химической обработке для предотвращения внутренней коррозии трубопровода. В качестве контрольной среды могут использоваться жидкие углеводороды или другие подобные жидкости.

8.5.7 Заполнение трубопровода и создание избыточного давления.

8.5.7.1 Во время заполнения испытываемого участка необходимо принять меры предосторожности, чтобы ограничить наличие воздушных пузырей до величины менее 0,2% общего объема заполнения.

8.5.7.2 Необходимо каждые 15 минут (или чаще) регистрировать увеличение объема и соответствующее давление во время создания избыточного давления на испытываемом участке.

8.5.7.3 Замеры воздушных пузырей на испытываемом участке выполняются во время первоначального создания избыточного давления. Это может быть сделано по диаграмме «давление – объем», основанной на величинах давления и объема, измеренных в процессе повышения давления.

8.5.8 Консервация испытываемого участка.

Чтобы избежать внутреннюю коррозию необходимо произвести консервацию испытываемого участка после испытаний под давлением. Для этих целей можно использовать инертный газ или ингибированную воду.

8.5.9 Обезвоживание и сушка.

Для сброса ингибированной испытательной воды необходимо разрешение от национальных властей, т.к. это может вызвать угрозу для окружающей среды. Если требуется осушка для предотвращения внутренней коррозии или образования гидратов, то подробное описание процедуры должно быть представлено в Регистр для утверждения.

9 ОБСЛУЖИВАНИЕ, ИНСПЕКТИРОВАНИЕ И РЕМОНТ

9.1 ОБСЛУЖИВАНИЕ И ИНСПЕКТИРОВАНИЕ

9.1.1 Участие Регистра в периодических осмотрах определяется качеством обслуживания и инспектирования транспортной системы ее владельцем.

Регистр должен быть уведомлен о всех отклонениях, которые связаны с безопасностью эксплуатации транспортной системы, в том числе и о плановых ремонтах.

9.1.2 Регламент эксплуатационных и инспекторских осмотров.

Владелец транспортной системы устанавливает порядок осмотра и регламент технического обследования с указанием периодичности и состава их выполнения.

Документ, отражающий эти положения, представляется в Регистр в трех экземплярах до принятия транспортной системы в эксплуатацию.

9.1.3 Периодические осмотры.

9.1.3.1 Для подтверждения лицензии на эксплуатацию транспортной системы должны проводиться периодические осмотры. Выполнение

осмотров является обязанностью владельца, который обязан уведомить Регистр о сроках осмотра, методах и объеме контроля. Инспектор Регистра имеет право присутствовать при выполнении осмотра.

Осмотры должны осуществляться признанной РС организацией по проведению подводных освидетельствований.

9.1.3.2 Основные требования к осмотрам и оценка их результатов представлены в 9.1.4 и 9.1.5.

9.1.3.3 Периодические осмотры предусматривают возможность прекращения работы транспортной системы для продления действия лицензии на ее эксплуатацию.

Степень и частота таких осмотров устанавливается в зависимости от состояния транспортной системы и должна рассматриваться в каждом отдельном случае Регистром.

9.1.4 Частота периодических осмотров.

Частота периодических осмотров определяется:

- принципами проектирования транспортной системы;
- инспекционной программой и степенью обслуживания;
- ожидаемой коррозией и эрозией и уровнем износа;
- активностью водной среды в районе расположения транспортной системы;

- стабильностью дна водной акватории и протяженностью открытых частей трубопровода;

- условиями окружающей среды;

- последствиями возникших неисправностей;

- результатами предыдущих осмотров и программой эксплуатации.

Для подводных газо- и нефтепроводов инспекционный осмотр необходимо проводить один раз в год.

9.1.5 Данные, получаемые при проведении периодических осмотров.

9.1.5.1 Для оценки состояния и обеспечения дальнейшей безопасной работы транспортной системы и планирования обслуживания и ремонтов периодические осмотры должны предусматривать выполнение следующих операций:

- осмотр расположения свободных пролетов;

- осмотр состояния открытых участков трубопроводов;

- оценка деформации трубопроводов, их повреждения и утечки рабочей среды;

- осмотр подводных электронных датчиков и других устройств контроля утечки рабочей среды;

- замеры толщин стенок труб;

- проверка целостности покрытий;

- проверка состояния пластин катодной защиты;

- проверка возможных боковых и вертикальных смещений.

9.1.5.2 При периодических осмотрах стояков дополнительно к вышеперечисленному в 9.5.1 выполняются:

- осмотр зажимных и крепящих болтов;
- осмотр состояния фланцевых соединений;
- оценка степени обрастания морскими организмами.

9.1.5.3 Периодический осмотр горловины и люков для очистки труб на береговой части или на буровой платформе должен включать проверку:

- жилых помещений;
- запорных устройств дверей;
- изоляции и предохранительных клапанов;
- крепёжа и аппаратуры.

9.1.5.4 Трубопроводная аппаратура и другие элементы системы должны быть осмотрены для оценки возможных протечек и ремонтпригодности.

9.1.6 Представление результатов периодических осмотров.

9.1.6.1 Владелец обязан представить результаты периодического осмотра состояния подводной транспортной системы в Регистр и несет за это полную ответственность.

Отчет должен содержать описание коррозионного состояния транспортной системы, расположения пролетов трубопроводов с указанием положения их открытых частей и смещений.

9.1.6.2 Оформленные отчеты по периодическим осмотрам должны быть зарегистрированы и представлены в Регистр по его запросу.

9.1.7 Модернизация.

Модернизация существующей транспортной системы должна получить одобрение Регистра. Вся документация с расчетами и пояснениями должна быть представлена в Регистр до начала работ по модернизации в трех экземплярах и содержать следующую информацию:

- описание модернизации;
- оценку влияния окружающей среды при проведении модернизации;
- перечень оборудования для выполнения модернизации;
- контроль качества и критерии приемки.

9.2 РЕМОНТ

9.2.1 Документация.

9.2.1.1 Ремонт любого назначения, выполняемый по конструкциям транспортной системы или устройствам, обеспечивающим технологический процесс функционирования системы, должен иметь описание выполняемых ремонтных операций, которые должны быть представлены в трех экземплярах в Регистр для одобрения.

9.2.1.2 Описание ремонтных операций должно включать следующее: характер повреждений, подлежащих ремонту;

применяемый метод сварки, технологическую документацию по выполнению сварки и предварительную оценку ее соответствия техническим требованиям;

условия выполнения ремонта;

перечень оборудования и инструментального обеспечения, необходимого для подготовки, выполнения ремонтных и послеремонтных работ;

подробное описание подготовки места проведения ремонта;

подробное описание технологии выполнения ремонта;

подробное описание послеремонтных процедур, включая испытания, опрессовку и критерии приемки;

требования техники безопасности.

9.2.2 Технология ремонта.

9.2.2.1 Любой ремонт должен выполняться только при благоприятных условиях окружающей среды.

9.2.2.2 Транспортная система должна быть восстановлена в соответствии с техническими требованиями к ее конструкции и технологии эксплуатации. Необходимость в проведении испытаний давлением после ремонта должна рассматриваться в каждом отдельном случае.

Испытания давлением не требуется после ремонта, предусматривающего выполнение не более двух ремонтных швов при условии увеличения объема неразрушающего контроля. В этом случае дополнительно к визуальному контролю проводятся 100% радиографический контроль, ультразвуковая дефектоскопия или контроль магнитными методами.

9.2.3 Ремонт конструкций трубопровода.

9.2.3.1 Трубы или трубопроводы с дефектами или повреждениями, превышающими нормы технических требований, подлежат ремонту. Трубопроводная система должна быть восстановлена до подачи в нее давления.

Неисправности, которые обязательно подлежат ремонту, включают:

наружные повреждения труб;

повреждения антикоррозионного покрытия трубы, грузов или пластин анодной защиты;

дефекты сварного соединения;

деформацию и прогиб трубопровода;

повреждения монтажных соединений;

коррозионные повреждения;

повреждения крепежа, контрольной аппаратуры, горловин очистки и т.д.

повреждения анкерных связей, опор и зажимных устройств.

9.2.3.2 Наружные повреждения участка трубы удаляются зачисткой. При этом минимальная толщина стенки должна быть в пределах допуска.

9.2.3.3 Недопускаемые дефекты сварного соединения, обнаруженные при выполнении неразрушающего контроля или визуальным осмотром, должны ремонтироваться повторной сваркой дефектного участка.

Заварка наружных дефектов допускается при обеспечении стабильного положения трубопровода при выполнении ремонта. Внутренние дефекты должны удаляться с последующей заваркой дефектного участка в соответствии с 5.5.3.

Ремонт должен выполняться квалифицированным персоналом, имеющим допуск к выполнению работ (см. 5.3). После ремонта выполняется повторный контроль качества сварки неразрушающими методами.

9.2.3.4 Ремонт коррозионных участков разрешается только после их дефектации и оценки состояния на соответствие техническим требованиям.

Ремонт коррозионных участков выполняется такими же методами.

9.2.3.5 Участки трубопроводов, имеющие прогиб или другие недопустимые деформации, должны вырезаться целиком с последующей заменой.

9.2.3.6 Решение о выполнении ремонта не должно приниматься, пока не установлена величина коррозионных повреждений.

9.2.4 Ремонт транспортной системы без ее остановки.

9.2.4.1 Возможность ремонта трубопровода, приводящего к временной остановке его эксплуатации, допускается только после специального рассмотрения Регистром. Любой такой ремонт должен привести к полному восстановлению работоспособности транспортной системы или к ее работоспособности на оставшийся срок эксплуатации.

9.2.4.2 К неисправностям трубопровода, приводящим к временной остановке его эксплуатации, относятся:

- коррозионные повреждения;
- повреждения грузов или защитных антикоррозионных покрытий;
- неисправности в системе катодной защиты;
- повреждения от внешнего воздействия;
- эрозионные повреждения.

9.2.4.3 Замеренное при дефектации значение приведенной толщины стенки трубы должно оцениваться признанными Регистром методами.

9.2.5 Ремонт поврежденного участка выполняется частичной заменой поврежденной части трубы или вырезкой участка с установкой обрезка трубы. Другие методы, предусматривающие установку хомутов с винтовыми зажимами, могут применяться после специального рассмотрения Регистром.

Ремонт трещин сваркой разрешается в тех случаях, когда причины возникновения трещины известны или они имеют небольшие размеры.

Ремонт зачисткой для устранения незначительных поверхностных дефектов допускается при обеспечении минимальной толщины стенки в допускаемых пределах.

9.2.6 При сварке и тепловой резке трубопроводов, предназначенных для транспортировки пожаро- и взрывоопасных веществ, необходимо принимать специальные меры безопасности.

10 ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ

10.1 ОБЛАСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

10.1.1 Объектом оценки безопасности в данном разделе являются подводные:

промысловые нефте-, конденсато- и газопроводы;
магистральные нефте-, конденсато-, газо- и нефтепродуктопроводы;
распределительные нефтепродуктопроводы и газопроводы.

10.1.2 Содержание раздела не распространяется на гибкие шланги и свободно перемещаемые трубопроводы.

10.1.3 В разделе учитываются аварийные ситуации следующих видов:

экстремальные гидрометеоусловия;
сейсмичность;
нарушения герметичности;
взрывы;
пожары;
сочетания этих аварий;
другие возможные аварии.

10.2 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПОЯСНЕНИЯ

10.2.1 Основные термины, определения и пояснения, относящиеся к общим вопросам Правил для подводных трубопроводов, приведены в разделе I (см.1.2.).

10.2.2 В настоящем разделе Правил приняты дополнительные определения:

А в а р и я — опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

А в а р и я н а т р у б о п р о в о д е — авария на трассе трубопровода, связанная с выбросом и выливом под давлением опасных химических или пожаровзрывоопасных веществ, приводящая к возникновению техногенной чрезвычайной ситуации. В дальнейшем будем считать только такое происшествие, которое может привести к незапланированному (нештатному) попаданию транспортируемого опасного вещества (нефти, нефтепродуктов, конденсата и газа) в окружающую среду.

А н а л и з р и с к а — процесс идентификации опасностей и оценки риска для отдельных лиц или групп населения, имущества или окружающей среды. Анализ риска заключается в использовании всей доступной

информации для идентификации (выявления) опасностей и оценки риска заранее определенного события (аварии и связанных с ней ситуаций), обусловленного этими опасностями.

Безотказность — свойство изделия (объекта) сохранять работоспособность в течение некоторого времени или вплоть до выполнения определенного объема работы без вынужденных перерывов, например, на ремонт.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях — состояние защищенности населения, объектов народного хозяйства и окружающей природной среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях.

Идентификация опасности — процесс выявления опасности, признания ее существования, а также определение характеристик опасности.

Иницирующее аварию событие состоит в разгерметизации системы (трубопроводной) транспортировки опасных веществ.

Исправное состояние — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и/или конструкторской/проектной документации.

Катастрофа — исключительное по своим последствиям происшествие (авария), носящее характер массовых бедствий, приводящее к разрушению трубопровода, человеческим жертвам или значительному ущербу окружающей среды.

Критерий отказа подводного трубопровода — признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния трубопровода, установленных в нормативно — технической и конструкторской документации.

Количественные показатели риска:

индивидуальный риск — частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности;

коллективный риск — ожидаемое количество смертельно травмированных в результате возможных аварий за определенный период времени;

потенциальный территориальный риск — пространственное распределение частоты реализации отрицательного воздействия определенного уровня;

социальный риск — зависимость частоты событий (F), в которых пострадало на том или ином уровне число людей, больше определенного (N).

Надежность — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технологического обслуживания, хранения и транспортирования.

Опасность — объективно существующая возможность (вероятность) негативного воздействия на общество, личность, природную среду, в результате которого им может быть причинен какой-либо ущерб, вред, ухудшающий состояние, придающий их развитию нежелательные динамику или параметры.

Опасность техногенного характера — состояние, присущее технической системе, промышленному или транспортному объекту, реализуемое в виде, поражающем окружающую среду при его возникновении, либо в виде прямого или косвенного ущерба для человека и окружающей среды в процессе нормальной эксплуатации этих объектов.

Отказ — нарушение работоспособного состояния объекта.

Оценка риска — процесс определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты возникновения риска, анализ последствий и их сочетание.

Повреждение — нарушение исправного состояния объекта при сохранении его работоспособного состояния.

Приемлемый риск — риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений. Риск эксплуатации промышленного объекта (подводного трубопровода) является приемлемым, если его величина настолько незначительна, что ради выгоды (прибыли), получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск.

Работоспособное состояние — состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют нормативно-технической документации.

Риск (степень риска) — возможная опасность потерь (сочетание частоты или вероятности и последствий определенного опасного события), вытекающая из специфики тех или иных явлений природы и видов человеческой деятельности.

Сценарий аварии — полное и формализованное описание следующих событий: фазы инициирования аварии, инициирующего события аварии, аварийного процесса и чрезвычайной ситуации, потерь при аварии, включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

Техногенная чрезвычайная ситуация — состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб народному хозяйству и окружающей природной среде.

10.3 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ

10.3.1 Подводный трубопровод представляется в разделе как объект повышенной опасности, при этом учитывается полное отсутствие корректных и достаточно полных статистических данных по авариям подводных трубопроводов, причинам, приведшим к ним, инициирующим их условиям, последствиям, что объясняется крайне широким спектром факторов, обуславливающих эти аварии.

10.3.2 Рассматриваемая система управления безопасностью базируется на том, что проектирование, расчеты, изготовление, строительство, эксплуатация и техническое обслуживание подводного трубопровода отвечает всем требованиям нормативных документов Регистра.

10.3.3 Оценка безопасности должна быть выполнена на уровне предэскизного проектирования.

10.3.4 Для оценки безопасности проектант должен предоставить следующую информацию:

- условия окружающей среды;

- выполняемые функции и особенности эксплуатации трубопровода;

- чертежи трассы, балластировки, подводных траншей, расположения протекторов, конструкций береговых переходов и т.п.;

- расчеты балластировки, толщины стенки трубопровода, эффективности антикоррозионной защиты, массы протекторов («жертвенных анодов») и др.;

- перечень и описание основных мероприятий, направленных на снижение вероятности аварий;

- описание мер, предусмотренных для уменьшения последствий аварий;

- расчетное подтверждение того, что последствия экстремальных внешних условий и аварийных воздействий отвечают критериям достаточной безопасности, рассмотренным в разделе.

10.3.5 Существует несколько концепций безопасности, опирающихся на следующие принципы или их сочетания:

- принцип безусловного приоритета безопасности и сохранения здоровья людей над любыми другими элементами условий и качества жизни членов общества;

- принцип приемлемых опасности и риска, в соответствии с которым устанавливаются нижний допустимый и верхний желаемый уровни безопасности, а в этом интервале - приемлемый уровень безопасности и риска с учетом социально-экономических факторов;

- принцип минимальной опасности, в соответствии с которым уровень риска устанавливается столь низким, насколько это возможно;

- принцип последовательного приближения к абсолютной безопасности.

10.3.6 В настоящих Правилах, как и в правилах большинства стран мирового сообщества, принята концепция «приемлемого риска» (ALARA –

as low as risk acceptable), позволяющая использовать принцип «предвидеть и предупредить». Она является доминирующей в регулировании отношений в сфере промышленной безопасности.

10.3.7 Анализ риска служит частью системного подхода в решении задач предупреждения или уменьшения опасности трубопроводов. Управление риском включает сбор и анализ информации о промышленной безопасности, анализ риска (анализ опасности) и контроль безопасности. Анализ риска является главным звеном в обеспечении безопасности, он базируется на собранной информации и определяет меры по контролю безопасности подводных трубопроводов.

10.3.8 Оценка безопасности подводного трубопровода должна выполняться, исходя из того, что проектант выбрал наиболее благоприятный вариант проектного решения, удовлетворяющий общим принципам безопасности. Результат этой оценки должен подтвердить то, что на ранней стадии проектирования были приняты правильные решения, которые не приведут в дальнейшем к необходимости внесения значительных изменений при проектировании и строительстве из-за недоучета требований безопасности.

10.3.9 Оценка безопасности подводного трубопровода должна подтвердить достаточно низкую вероятность людских потерь, финансового ущерба, социального риска. Результатом оценки безопасности должно служить подтверждение факта, что подводный трубопровод соответствует оценкам, выполненным при предэскизном проектировании, и критериям достаточной (приемлемой) безопасности.

10.4 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ АНАЛИЗА РИСКА

10.4.1 Анализ риска является составной частью декларирования безопасности промышленного объекта, экспертизы безопасности, экономического анализа безопасности по критериям «стоимость-безопасность-прибыль» и других видов анализа и оценки состояния безопасности промышленных объектов и регионов, на территории которых возможны техногенные чрезвычайные ситуации.

10.4.2 Анализ риска является эффективным средством, которое позволяет определить подходы к выявлению опасностей и рисков, принять меры по разработке объективных решений о приемлемом уровне риска, установить требования и рекомендации по регулированию безопасности.

10.4.3 Процесс анализа риска должен содержать:

- планирование и организацию работ;
- идентификацию опасностей;
- оценку риска;

выработку рекомендаций по снижению уровней риска (управление риском).

По каждому этапу анализа риска оформляется соответствующая документация.

10.4.4 Планирование и организация работ.

10.4.4.1 На этапе планирования работ следует:

описать причины, вызвавшие необходимость проведения анализа риска;

выбрать анализируемую систему с подробным ее рассмотрением;

подобрать состав исполнителей анализа риска;

определить источники информации о безопасности системы;

выполнить оценку ограничений исходных данных, финансовых ресурсов, влияющих на возможный объем и полноту анализа риска;

определить конечную цель анализа риска;

выбрать методы анализа риска;

обосновать критерий приемлемого риска.

10.4.4.2 Выбор состава исполнителей оказывает значительное влияние на качество анализа риска. В него следует включить специалистов из соответствующей проектной организации и представителей Регистра.

10.4.4.3 Жизненный цикл опасного объекта, каковым является подводный трубопровод, состоит из этапов проектирования (с учетом внешних условий района, в котором пролегает трасса), ввода в эксплуатацию, эксплуатации и реконструкции, вывода из эксплуатации. Для каждого этапа необходимо определять конкретные цели анализа риска.

10.4.4.4 При выборе метода анализа риска необходимо учитывать сложность рассматриваемых процессов, полноту представленных исходных данных и квалификацию специалистов, осуществляющих анализ риска. Более простые и легко осваиваемые методы анализа риска должны иметь предпочтение перед более сложными, но не до конца ясными и методически слабо обеспеченными.

10.4.4.5 Принятие критериев приемлемого риска определяется методами проводимого анализа риска, полнотой необходимой информации, возможностями и целями выполняемого анализа. Критерии приемлемого риска могут быть заданы нормативно-правовой документацией или определяются на этапе планирования анализа риска, или уточняются по мере получения результатов анализа. Основным требованием к выбору критерия риска служит его обоснованность и определенность.

10.4.5 Идентификация опасностей.

10.4.5.1 Основной задачей идентификации опасностей является определение и полное описание всех возможных для данной трубопроводной системы опасностей. Выявление существующих для промышленного объекта опасностей осуществляется на базе информации

об эксплуатации данного объекта, данных экспертизы и опыта работы аналогичных или близких систем.

Важность этого этапа анализа заключается в том, что не выявленные при идентификации опасности в дальнейшем не рассматриваются и не учитываются.

10.4.5.2 Начальная ступень идентификации заключается в предварительном анализе опасностей. Целью предварительного анализа служит выявление наиболее опасных подсистем (блоков). Для подводных трубопроводов, рассматриваемых в этом разделе, критерием опасности на данном этапе является наличие в трубопроводах опасных веществ и их смесей, потенциальная возможность их неконтролируемого истечения (выброса), вероятность появления источников их воспламенения (взрыва) и внешних (техногенных и природных) воздействий.

10.4.5.3 Для идентификации, анализа и управления опасностями, связанными с эксплуатацией подводного трубопроводного транспорта, необходимо вести регулярную и тщательную констатацию аварийных ситуаций с целью сведения к минимуму вызванных ими последствий. Наиболее опасными авариями являются повреждения и отказы, вызванные нарушением герметичности трубопроводов в результате разрывов и трещин по основному металлу трубы и по сварному шву, сквозные коррозионные свищи, неплотности соединений, утонение стенки трубы до недопустимых величин и др.

10.4.5.4 Сведения об авариях подводных трубопроводов должны содержать описание условий в начале аварии и мер борьбы с аварией, принимаемых для ликвидации ее последствий, информацию по развитию аварий, физические и статистические модели и др.

10.4.5.5 Предварительный анализ идентификации опасностей позволяет определить, какие элементы трубопроводной системы требуют более тщательного анализа, а какие представляют меньший интерес с позиций безопасности.

10.4.5.6 Результатом идентификации опасностей служит составление перечня нежелательных событий, приводящих к аварии. Идентификация опасностей завершается определением дальнейших направлений деятельности, а именно:

прекратить ли дальнейший анализ ввиду незначительности опасности или нет;

осуществить ли более тщательный анализ риска;

выработать рекомендации по снижению степени опасности.

10.4.6 Оценка риска.

10.4.6.1 На этапе оценки риска выявленные в процессе идентификации опасности необходимо проанализировать на предмет их соответствия критериям приемлемого риска. При этом критерии приемлемого риска и

результаты оценки могут быть отражены качественно в виде текста (таблиц) или количественно путем расчета показателей риска (Приложение II).

10.4.6.2 Выбор формы представления результатов оценки риска должен учитывать то, что использование сложных и дорогостоящих расчетов часто дает значение риска, точность которого для сложных технических систем, к которым относятся подводные трубопроводы, невелика даже в случае наличия всей необходимой информации. В таком случае выполнение полной количественной оценки риска более полезно для сравнения различных источников опасностей или анализа принимаемых мер безопасности (например, при размещении подводного трубопровода на дне), чем для создания заключения о степени безопасности подводного трубопровода.

При оценке риска приоритет следует отдавать качественным инженерным методам анализа риска, основанным на апробированных процедурах, специальных вспомогательных материалах (например, детально разработанных методических руководствах) и практическом опыте исполнителей. В тоже время, количественные методы оценки риска бывают весьма полезны, а иногда и единственно допустимы, например, для сравнения опасностей различного происхождения или для иллюстрации результатов.

10.4.6.3 Оценка риска содержит в себе анализ частоты событий, анализ последствий выявленных событий и анализ неопределенностей результатов. Когда последствия события незначительны или их частота весьма мала, то достаточно оценить один из перечисленных выше параметров.

Для анализа и оценки частоты событий, как правило, применяются следующие подходы:

используются статистические данные по аварийности и надежности подводных трубопроводов, аналогичных рассматриваемому типу;

привлекаются логические методы анализа «деревьев событий» или «деревьев отказов»;

выполняется экспертная оценка, учитывающая мнения специалистов в области трубопроводного транспорта.

10.4.6.4 Важным условием оценки риска является обеспечение необходимой информацией. На практике, при недостатке статистических данных, рекомендуется применять экспертные оценки и методы ранжирования риска. При таком подходе рассматриваемые события обычно разбиваются по величине вероятности, тяжести последствий и риска на несколько групп (категорий, рангов), например, с высокой, промежуточной, низкой и незначительной степенью риска. Как правило, высокая степень риска считается неприемлемой, промежуточная требует выполнения комплекса работ по снижению степени риска, низкая признается приемлемой, а незначительная не принимается во внимание вообще (см. Приложение II).

10.4.6.5 Анализ последствий аварий включает в себя оценку воздействий на людей, имущество и окружающую среду. Прогнозирование последствий необходимо вести путем оценки физико-химических эффектов нежелательных событий (пожаров, взрывов, выбросов токсичных веществ). Для этого необходимо применять модели аварийных процессов и критерии поражения подводных трубопроводов.

10.4.6.6 При оценке риска необходимо проанализировать неопределенность и точность результатов. Основными причинами неопределенностей служат недостаточность информации по надежности применяемого оборудования и комплектующих изделий и человеческий фактор, а также сделанные предположения и допущения принятых моделей аварийного процесса. Анализ неопределенностей представляет собой перевод неопределенностей исходных параметров и предположений, использованных при оценке риска, в неопределенности результатов. Причины неопределенности должны быть идентифицированы и представлены в результатах.

10.4.7 Рекомендации по уменьшению риска.

10.4.7.1 Заключительным этапом анализа риска является разработка рекомендаций по уменьшению риска (управлению риском).

Уменьшение риска может быть достигнуто за счет мер технического, либо организационного характера. При выборе тех или иных мер определяющее значение имеет общая оценка их эффективности для снижения риска. В период эксплуатации подводного трубопровода организационные мероприятия в ряде случаев могут компенсировать ограниченность возможности принятия крупных технических мер по уменьшению опасности. При разработке мер по уменьшению риска следует учитывать возможную ограниченность привлекаемых для этого ресурсов (финансовых и материальных), поэтому в первую очередь необходимо разрабатывать простые, требующие наименьших затрат рекомендации и меры, работающие на перспективу.

10.4.7.2 В любом случае меры, уменьшающие вероятность аварии, должны иметь преимущества по сравнению с мерами, уменьшающими последствия аварий. Таким образом, выбор технических и организационных мер уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

меры, уменьшающие вероятность возникновения аварийной ситуации, включающие:

меры, уменьшающие вероятность возникновения отказа;

меры, уменьшающие вероятность перерастания отказа в аварийную ситуацию;

меры, уменьшающие тяжесть последствий аварии:

меры, предусматривающие при проектировании подводного трубопровода, например, выбор соответствующей толщины стенки трубопровода, антикоррозионной защиты и др.;

меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля;
меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности
противоаварийных служб.

При равной возможности реализации разработанных рекомендаций
первоочередными мерами безопасности служат меры предупреждения
аварий.

10.5 МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА РИСКА

10.5.1 Выбор методов проведения анализа риска необходимо вести с
учетом цели анализа, критерия приемлемого риска, типа анализируемой
системы и характера опасности, наличия ресурсов для проведения анализа,
опыта и квалификации исполнителей, наличия необходимой и достоверной
информации и других факторов.

10.5.2 Методы анализа риска должны отвечать следующим требованиям:
быть научно обоснованным и соответствовать рассматриваемой системе;
давать результаты в таком виде, который позволяет наилучшим образом
понимать характер риска и намечать наиболее эффективные пути снижения
риска;

быть легко повторяемым и проверяемым.

10.5.3 В общем случае, на стадии идентификации опасностей следует
применять один или несколько из нижеперечисленных методов анализа
риска:

Проверочный (опасный) лист;

«Что будет, если...?»;

комбинация методов: Проверочный лист и «Что будет, если...?»;

анализ опасности и работоспособности;

анализ вида и последствий отказов;

анализ дерева отказов;

соответствующие эквивалентные методы.

Краткие сведения о перечисленных методах риска представлены в
Приложении III.

10.5.4 Указания по выбору методов анализа риска для различных этапов
деятельности и функционирования подводного трубопровода (проекти-
рование, трассировка, ввод в эксплуатацию и вывод, эксплуатация,
реконструкция) представлены в табл. 10.5.4.

Методы могут применяться изолированно или в дополнение друг к
другу. Качественные методы могут включать в себя количественные
критерии риска, в основном, по экспертным оценкам с использованием,
например, матрицы «вероятность - тяжесть последствий» ранжирования
опасности (см. Приложение П). Полный количественный анализ риска
может включать все указанные методы.

Таблица 10.5.4

Рекомендации по выбору методов анализа

Метод	Вид деятельности и функционирования				
	Проектирование	Размещение и трассировка	Ввод в эксплуатацию /вывод	Эксплуатация	Реконструкция
Анализ «Что будет, если...?»	+	0	++	++	+
Метод проверочного листа	+	0	+	++	+
Анализ опасности и работоспособности	++	0	+	+	++
Анализ видов и последствий отказов	++	0	+	+	++
Анализ деревьев отказов и событий	++	0	+	+	++
Количественный анализ риска	++	++	0	+	++

Приняты следующие обозначения методов: 0 – наименее подходящий; + - рекомендуемый; ++ - наиболее подходящий.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МОРСКОМ ГРУНТЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 При существующем уровне технического развития подводного трубопроводного транспорта невозможно исключить вероятность его повреждений в процессе строительства и эксплуатации по различным причинам. К основным из них можно отнести:

- вибрацию и перемещение трубопроводов под действием гидродинамических факторов;
- механические повреждения трубопроводов и их покрытий якорями, тралами, волокушами, киями судов, ледовыми образованиями и др.;
- внешнюю и внутреннюю коррозию (см. разд. 7);
- неудовлетворительную балластировку трубопровода (см. разд. 6);
- дефекты сварки основного материала трубопровода;
- потери устойчивости подводного трубопровода на грунте (см. разд. 3);
- провисание трубопровода в районе размыва донного грунта;
- недостаточный контроль за состоянием подводных трубопроводов при строительстве и эксплуатации (см. разд. 9).

Основными видами повреждений подводных трубопроводов являются разрывы и трещины по основному металлу трубы и по сварному шву, сквозные коррозионные свищи, неплотности соединений, утонение стенки трубы до недопустимых пределов в местах истирания о грунт, интенсивные коррозионные износы, вмятины, нарушения сплошности защитных покрытий и др. Наибольшими последствиями повреждений подводных трубопроводов являются утечки и аварийные выливы из них нефти и нефтепродуктов, конденсата, газов и сжиженных газов при нарушении герметичности.

1.1.1 Размывы грунта под трубопроводом могут быть обусловлены эрозионными процессами, вызванными действием волн и течений, переформированием дна, что приводит к провисанию трубопроводов на участках значительной протяженности. По тем же причинам, возможно обратное явление - занос трубопроводов, уложенных поверх дна или в траншею без засыпки. Под влиянием размыва песчаного (подвижного) грунта осадка трубопровода со временем может увеличиваться, произойдет самозаглубление трубопровода в морское дно и повышение его устойчивости в грунте.

На плотном жестком или скалистом грунте подводные течения могут привести к поперечному перемещению трубопровода и к дополнительным изгибным напряжениям.

Обтекание трубопровода, уложенного поверх дна, создает зону повышенного давления за трубопроводом (по направлению течения). В этой зоне касательные напряжения по сравнению с соседними участками увеличиваются. За счет перепада давления происходит активизация процессов размыва грунта в районе укладки трубопровода.

1.1.2 На участке, где грунт под трубопроводом размыт, последний испытывает значительные по величине статические напряжения от действия внутреннего давления, собственного веса, силы лобового сопротивления потоку, гидростатического давления и динамические напряжения от знакопеременных гидродинамических сил, вызывающих колебания (вибрацию) трубопровода.

1.1.3 Одной из причин размывов дна в районе прокладки трубопроводов может служить воздействие мощных потоков воды от работающего движителя судов на мелководье. Опасность такого воздействия возрастает с уменьшением запасов глубины под днищем судна и увеличением мощности судового движителя.

1.1.4 Значительную опасность для подводных трубопроводов, особенно на мелководных участках, и в районах со значительным колебанием уровня воды, представляют механические повреждения трубопроводов и их покрытий якорями, киями судов, тралами, волокушами, ледовыми образованиями и другими объектами.

1.1.5 В регионах, акватории которых значительное время года покрыты льдом, наибольшую опасность для подводных трубопроводов представляют ледовые образования. Они отличаются большим разнообразием, изменчивостью свойств и могут существовать в любых проявлениях: ровный лед, лед с шугой под ним, торосы, стамухи, айсберги. Разные виды ледовых образований оказывают и различного рода влияние на конструкции трубопроводов при монтаже и эксплуатации.

По максимальной толщине припайного и дрейфующего ровного льда ледовые образования можно разделить на четыре категории: легкие – до 30 см, средние - до 100 см, тяжелые - до 200 см и очень тяжелые – свыше 200 см. Тогда все перспективные на нефтегазоносность акватории морей России можно разделить на пять категорий (табл. 1). Следует отметить, что ледяные поля ровной толщины в российских морях наблюдаются далеко не везде.

Анализ сезонной изменчивости кинематических и морфологических параметров ледяного покрова акваторий месторождений нефти и газа арктических и дальневосточных морей России показывает отсутствие аналогов им в мировой практике.

1.1.6 Среди динамических явлений, имеющих место в морском ледяном покрове, особое место занимают крупные ледовые образования, которые при

Таблица 1

Классификация перспективных на нефтегазоносность акваторий морей России

Акватория	Каспийское, Балтийское моря, Азово-черноморский бассейн, юго-западный шельф о.Сахалин	Юго-западная часть Баренцева моря	Юго-восточная часть Баренцева моря, северо – восточный шельф о.Сахалин	Прибрежное мелководье Карского моря	Шельф Карского моря
Глубины моря, м Л е д о в ы е условия Средняя продолжительность ледового периода, мес.	30-200 Легкие 0-2	70-330 Легкие, средние 0-2	15-100 Средние, тяжелые 3-9	0-10 Очень тяжелые 9-10	50-150 Очень тяжелые 9-10

взаимодействии с морским дном могут привести к его экзарации торосами, стамухами и реже айсбергами.

Вероятность экзарации морского дна ледовыми образованиями, возможность появления концентрированных дополнительных нагрузок на подводные трубопроводы от стамух и осевших на грунт айсбергов могут оказать определяющее влияние на выбор трасс трубопроводов, их конструкцию, величину заглубления в морское дно, сезонные сроки ведения монтажных работ, а главное – на безопасность постройки и эксплуатации.

1.1.7 Неординарный процесс представляет собой явление размыва морского дна воронками талых вод. Воронки размыва представляют собой кратеры, сформированные на мелководных участках дна. Речные и талые воды, стекающие весной при таянии снега на поверхность припая, через имеющиеся промоины проникают под лед и устремляются с большой скоростью вниз по вертикали. За счет сил инерции и гравитации потоки этих вод закручиваются и размывают воронки в дне моря глубиной в несколько метров.

Сами по себе воронки размыва опасности для подводного трубопровода не представляют, но оголяя трубопровод, они способствуют опасному провисанию и создают условия уязвимости трубопровода со стороны ледовых килей торосов и стамух, а при наличии открытых вод – якорей и других инородных объектов.

1.1.8 Значительные площади арктических морей находятся под мерзлыми грунтами с различными геокриологическими условиями. При прокладке в этих грунтах трубопроводов, транспортирующих углеводороды при температуре, превышающей температуру окружающих мерзлых грунтов, последние начинают оттаивать и оседать. Это может привести к

оголению трубопровода, сопровождающемуся возникновением дополнительных напряжений в трубе и других сопутствующих отрицательных явлений.

Для противостояния перечисленным негативным явлениям выбору величины заглубления трубопровода в мерзлый грунт должно предшествовать четкое технико-экономическое обоснование, а также должны быть приняты дополнительные защитные меры. К таким мерам, например, можно отнести применение труб с мощной теплоизоляцией (толщиной в несколько сантиметров), закрытой защитным металлическим кожухом. При относительно небольшой протяженности участков с мерзлыми просадочными грунтами возможно рассмотрение варианта инженерной защиты трубопровода, предусматривающего совмещенную в одной траншее прокладку основного трубопровода и сопутствующего трубопровода – спутника малого диаметра, имеющего отрицательную температуру.

2 ЗАЩИТА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

2.1 Общее

2.1.1 Для обеспечения защиты подводных трубопроводов от повреждения, бесперебойной и безопасной их работы возможно применение различных способов, большинство из которых необходимо проработать еще на стадиях предэскизного и эскизного проектирования. К ним можно отнести: резервирование, введение ограничений на минимально допустимое расстояние между параллельно прокладываемыми нитями трубопроводов, укладка в траншею с последующей засыпкой, если последняя операция предусмотрена техническим заданием на проектирование.

2.2 Резервирование

2.2.1 Резервирование подводного трубопровода предполагает прокладку резервной нитки трубопровода параллельной основной. Резервирование является весьма эффективным и одновременно дорогостоящим способом обеспечения бесперебойной транспортировки рабочей среды по трубопроводам. Поэтому целесообразность применения резервирования необходимо обосновать тщательно выполненным экономическим анализом.

2.2.2 При прокладке однопиточного подводного трубопровода резервирование следует предусматривать при ширине подводного перехода, превышающем 75м.

В случае многониточного перехода независимо от протяженности подводного перехода необходимость резервирования и количество резервных ниток определяются назначением трубопровода и конкретными условиями выполняемого проекта.

2.3 Расстояние между параллельными нитками трубопроводов

2.3.1 Правильный выбор расстояния между параллельно проложенными трубопроводами в значительной степени обеспечивает безопасность эксплуатации подводного трубопровода и бесперебойность транспортировки рабочих сред. Расстояние между параллельными нитками трубопроводов определяется исходя из условий, при которых авария или катастрофа одного трубопровода не приводит к выходу из строя ближайшего параллельно идущего другого трубопровода.

2.3.2 В общем случае, расстояние между параллельными нитками подводных трубопроводов следует назначать, исходя из инженерных геологических и гидрологических условий, режимов работы по оборудованию подводных траншей (если таковые предусмотрены), удобства укладки в них трубопроводов, сохранности прокладываемого трубопровода в случае аварии на параллельно уложенном. В любом случае, минимальное расстояние между параллельными нитками подводных трубопроводов должно быть:

для газопроводов, заглубляемых в морское дно:

30 м — при диаметрах до 1000 мм включительно;

50 м — при диаметрах свыше 1000 мм;

для газопроводов, проложенных поверх морского дна:

100 м — при всех значениях диаметров.

Для нефте- и нефтепродуктопроводов эти расстояния могут быть такие же, как и для газопроводов, а при достаточном обосновании и с согласия Регистра они могут быть уменьшены.

2.4 Заглубление трубопроводов в траншею с последующей засыпкой

2.4.1 Эффективной мерой защиты подводного трубопровода от разрушающего воздействия волн, течений, штормов, ледовых образований, механических повреждений якорями, тралами, волокушами и т.п. является заглубление его в траншею с последующей засыпкой. Это весьма трудоемкое и дорогостоящее мероприятие, связанное с проведением большого объема подводных земляных работ.

2.4.2 Необходимость и степень заглубления трубопровода определяются гидрогеологическими условиями региона, вероятностью повреждения трубопровода в результате внешних и внутренних воздействий, экономическими соображениями.

На мелководье, особенно при вероятности появления ледовых образований, заглубление трубопроводов обязательно. Укладка подводных трубопроводов без заглубления и без засыпки возможна лишь при больших глубинах, однако в прибрежных зонах здесь также следует осуществлять заглубление трубопроводов. Относительно безопасными можно считать глубины от 25 — 30 м и более. Меньшие глубины требуют особого рассмотрения. При этом наиболее надежным будет то решение, которое

базируется на самом тщательном изучении района трассировки трубопровода для каждого конкретного случая.

2.4.3 Заглубление трубопроводов в морское дно осуществляют обычно путем укладки в предварительно выкопанные или полученные размывом траншеи. Разработка скальных грунтов под водой производится, как правило, взрывным способом. Проектный профиль траншеи чаще всего принимается в виде трапеции. Требования к обустройству траншеи и выбор основных геометрических параметров (крутизна откосов, ширина траншеи, расстояние от боковой поверхности трубы до кабеля связи и т.п.) с учетом свободного прохода водолаза для осмотра трубопровода после укладки в траншею, объемов данных наносов, диаметров трубопровода и величины заглубления приводится в техническом проекте.

2.4.4 Возможно иногда осуществлять заглубление трубопроводов после их укладки на дно с помощью трубозаглубительных снарядов или других специальных механизмов. Трубозаглубительные снаряды используют при возможности предварительной укладки трубопровода по естественному рельефу дна с допустимыми радиусами изгиба и при отсутствии скальных грунтов.

2.4.5 При наличии ледового покрова на мелководье траншея может прокладываться механизмом, осуществляющим свою работу через отверстия во льду.

2.4.6 Рост глубины траншеи требует приложения все больших усилий, поэтому глубокие траншеи следует прокладывать за несколько проходов. Альтернативой здесь может служить рытье более узких траншей с укреплением их стенок от возможного обрушения передвижным щитом.

2.4.7 Трубопроводы, уложенные в траншеи, засыпаются грунтом до проектных отметок, устанавливаемых с учетом предохранения трубопроводов от всякого рода механических воздействий. Уложенный на дно траншеи и испытанный трубопровод перед засыпкой должен быть осмотрен водолазом.

В процессе водолазного обследования определяются:

локальные подмывы (размывы), провисания и сдвиги трубопровода по отношению к проектной оси трассы, отклонения от проектных отметок;

нарушения внешних антикоррозионных покрытий;

нарушения целостности сплошных балластных покрытий и правильность расположения балластных грузов на трубопроводе.

Места обнаруженных дефектов обозначаются буйками и принимаются меры по ликвидации этих дефектов.

2.4.8 После укладки подводные трубопроводы засыпают до отметок, предусмотренных техническим заданием. Толщина слоя грунта над трубопроводом должна быть не менее проектной или превышать проектную не более чем на 20 см.

Способ засыпки траншей выбирают в зависимости от производства работ в зимний и летний периоды, ширины траншеи, глубины воды, скорости течения и объемов земляных работ.

Если по физико-механическим свойствам местный грунт не пригоден для засыпки, то его заменяют привозным. Иногда, при соответствующих условиях, для засыпки траншей с трубопроводами используют явление заноса при песчаных наносных течениях (см. 1.1.1), а также для самозаполнения воронок размыва (см. 1.1.7), что позволяет значительно снизить стоимость подводных земляных работ.

2.4.9 В исключительных случаях, если заглубление подводного трубопровода оказывается неэкономичным, а протяженность подводного перехода относительно небольшой, подводный трубопровод пригружают мешками с песком, каменной наброской, матрасами различных типов, покрывают полимерными щитами, железобетонными плитами и их сочетаниями.

2.4.10 Для обеспечения безопасности иногда трассу подводного трубопровода переносят в зону с более благоприятными условиями для строительства и эксплуатации, хотя это и может привести к увеличению протяженности и стоимости трубопровода. Решение о переносе трассы трубопровода должно быть подкреплено строгим экономическим обоснованием.

2.4.11 В любом случае для определения трассы подводного трубопровода и необходимой величины его заглубления требуется проведение всесторонних исследований предполагаемого района прокладки трубопровода. Они должны включать тщательное изучение рельефа дна, глубин, состава донного грунта, статистических данных о ветре, волнении, течении, локальном переформировании поверхности дна во времени, продолжительности ледового периода, динамике ледового покрова, особенно крупных ледовых образований. Необходимо также знать местные особенности – наличие мерзлых грунтов под морским дном, вероятность теплового воздействия, транспортируемого по трубопроводам продукта на мерзлые грунты, образование воронок размыва донного грунта и др.

2.4.12 Жесткого нормирования величины заглубления подводного трубопровода нет и в принципе быть не может. В каждом конкретном случае, для каждого конкретного трубопровода вопрос о его защите и обеспечении безопасности эксплуатации должен решаться индивидуально, основываясь на исследованиях обстановки в районе прокладки трассы. Чем тщательнее будут выполнены эти исследования, тем более обоснованно может быть определена величина заглубления трубопровода и обеспечена безопасность его эксплуатации.

Некоторые обобщенные рекомендации по величине заглубления подводного трубопровода в грунт приведены в табл. 2. При отсутствии более надежных сведений они могут быть использованы на первых этапах проектирования подводного трубопровода.

Рекомендации по выбору величины заглубления подводных трубопроводов

№ п/п	Преобладающий фактор внешнего воздействия на трубопровод	Величина заглубления	Примечание
1.	Крупные ледовые образования.	Величина заглубления определяется максимальной глубиной борозды эскарации плюс 0,4 м.	Рекомендация дана без учета экстремальных случаев
2.	Воронки размыва морского дна тальми водами	Величина заглубления слагается из высоты воронки плюс 1,0 м.	
3.	Мерзлые придонные грунты.	При прокладке трубопроводов, транспортирующих углеводороды при температуре, превышающей температуру окружающих мерзлых грунтов, величина их заглубления должна выбираться исходя из условий, определяемых расчетами численными методами, которые позволили бы исключить процесс оттаивания и оседания, способный привести к «оголению» трубопровода.	
4.	Размывы донного грунта течениями, волнами, потоками от работающих судовых движителей	Величина заглубления определяется максимально возможной высотой размыва грунта плюс 1,0 м.	
5.	Течения и волнения.	В условиях скальных грунтов, выходящих на поверхность дна, величина заглубления представляет сумму, равную диаметру трубопровода плюс 0,5 м.	
6.	Сдвиговые горизонтальные перемещения.	С учетом скорости течения и волнения выбор величины заглубления должен быть таким, чтобы исключить опасные сдвиговые горизонтальные перемещения.	
7.	Якорение морских технических средств.	Величина заглубления в районах возможного якорения судов или других технических средств принимается равной 2,5 м.	
8.	Экологическая чистота вод.	При прохождении трубопроводов под дном пресных озер и водоемов величина их заглубления определяется из условий, полностью исключающих нарушение экологической чистоты этих водоемов.	
9.	Сложность осуществления заглубления.	При невозможности обеспечить требуемую величину заглубления трассу трубопровода следует перенести в зону с более благоприятными условиями для строительства и эксплуатации.	
10.	Крупные ледовые образования.	В районах с крупными ледовыми образованиями и других величина заглубления может быть принята равной нулю (прокладка поверх дна) при глубинах от 25 м и выше. При меньших глубинах этот вопрос должен решаться индивидуально для каждого конкретного случая.	Рекомендации даны без учета экстремальных условий.

КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ АНАЛИЗА РИСКА

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

1.1 Риск является неизбежным и многоплановым сопутствующим фактором промышленной деятельности. Риск фактически служит мерой опасности. Цель управления риском заключается в предотвращении и снижении травматизма и гибели людей, разрушений материальных объектов, потерь имущества и вредного воздействия на окружающую среду. Для управления риском его необходимо тщательно проанализировать и оценить. Анализ риска служит средством выявления существующих опасностей, определения уровней рисков выявленных нежелательных событий (по частоте и последствиям) и разработки рекомендаций по реализации мер по уменьшению риска в случае превышения его приемлемого уровня.

1.2 Анализ риска может быть как количественный, так и качественный. При количественном анализе основные результаты получают путем расчета показателей риска. При качественном анализе результаты представляются в виде текстового анализа, таблиц, диаграмм или путем использования качественных (инженерных) методов анализа опасностей и экспертных оценок.

1.3 Понятие риска применяется для измерения опасности и обычно относится к индивидууму или группе людей (обслуживающему персоналу, населению), имуществу (материальным объектам, собственности) или окружающей среде.

Наряду с понятием риска применяется понятие степень риска или уровень риска. Степень риска аварий технической системы, какой является подводный трубопровод, определяется на основании анализа совокупности показателей рисков, выявленных при анализе нежелательных событий, например, событий, связанных с нарушением герметичности трубопроводов и оборудования, отказом систем предупреждения (сигнализации) и контроля, ошибками обслуживающего персонала, проявлением неблагоприятных гидрометеоусловий, последствием различных механических воздействий и др.

1.4 В зависимости от основной причины возникновения рисков отличают:

природные риски — риски, связанные с проявлением стихийных сил природы: землетрясения, наводнения, подтопления, бури, смерчи, и т.п.;

технические риски — риски, связанные с опасностями, исходящими от технического объекта (подводного трубопровода);

экологические риски — риски, связанные с загрязнением окружающей среды;

финансовые риски — риски, связанные с опасностью потерь в результате финансово-хозяйственной деятельности.

1.5 С точки зрения применения понятия риска при анализе и управлении технической безопасностью, важными категориями являются:

индивидуальный риск — риск, которому подвергается индивидуум;

потенциальный территориальный риск — пространственное распределение частоты реализации отрицательного воздействия определенного уровня;

социальный риск — зависимость частоты событий, в результате которых пострадало в той или иной степени число людей больше определенного;

коллективный риск — ожидаемое количество смертельно травмированных в результате возможных аварий за определенный период времени;

приемлемый риск — степень индивидуального риска, с которым общество в целом готово мириться ради получения определенных благ или выгод в результате своей деятельности;

пренебрежимый риск — устанавливаемый регулирующими органами максимальный риск, выше которого необходимо принимать меры по его устранению.

В других отраслях, например, в страховой деятельности, приведенная классификация рисков и категории для их описания могут отличаться.

2 ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ РИСК

2.1 Индивидуальный риск (*individual risk*) — вероятность (частота) поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности определенного вида:

$$R = P(A) . \tag{1}$$

Индивидуальный риск при технических опасностях, в основном, определяется потенциальным риском (или его территориальным распределением) и вероятностью нахождения человека в районе возможного действия опасных факторов. Индивидуальный риск во многом определяется квалификацией и обученностью индивидуума действиям в опасной ситуации, его защищенностью. Индивидуальный риск во многом определяет другие важные категории риска, например, потенциального территориального.

2.2 Обычно индивидуальный риск измеряется вероятностью гибели в исчислении на одного человека в год. Аналогично могут быть определены риски увечий, заболеваний, потери трудоспособности и т.п. Согласно Правилам ПБУ/МСП (2000 г.), значение индивидуального риска в год при каком-либо воздействии может определяться по зависимости:

$$R_{ik} = \sum_{i=1}^{i=m} Q_i Q_{ik} Q_{ik}^p, \quad (2)$$

где Q_i — повторяемость рассматриваемого i -го воздействия ситуации, аварийного случая;
 Q_{ik} — вероятность реализации i -ой ветви дерева событий (риск аварии);
 Q_{ik}^p — условная вероятность поражения человека при реализации i -ой ветви дерева событий;
 n — число ветвей дерева событий;
 k — коэффициент соответствия определенному виду аварий.

2.3 Суммарный индивидуальный риск в год при различных воздействиях, например, при землетрясениях, пожарах, взрывах и т.п., может определяться как сумма R для отдельных воздействий

$$\sum R = \sum_{k=1}^{k=m} R_{ik}, \quad (3)$$

где m — принятое во внимание число возможных поражающих факторов.

2.4 Анализ индивидуального риска, как правило, не проводится, исходя из индивидуального риска отдельного человека. Чаще проводится оценка индивидуального риска для групп людей, отличающихся примерно одинаковым временем пребывания в различных опасных зонах и применяющих одинаковые средства защиты. Обычно рассматривается индивидуальный риск обслуживающего персонала и населения окружающих районов.

3 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЙ РИСК

3.1 Потенциальный территориальный риск — пространственное распределение частоты реализации отрицательного воздействия определенного уровня:

$$R(x, y) = P(x, y), \quad (4)$$

где x, y — декартовы координаты.

Потенциальный территориальный риск является комплексной мерой риска, характеризующей опасный объект, в данном случае подводный

трубопровод, и окружающую территорию. Данная мера не зависит от факта нахождения объекта воздействия (например, человека) в рассматриваемом месте пространства. Считается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1, например, если человек в рассматриваемой точке пространства находится в течение всего исследуемого промежутка времени. Потенциальный риск не зависит от того, находится ли опасный объект в многолюдном или пустынном месте, он может меняться в широком диапазоне.

3.2 Потенциальный риск представляет собой потенциал максимально возможного риска для конкретных объектов воздействия, находящихся в рассматриваемой точке пространства. На практике важно знать распределение потенциального риска для отдельных источников опасности и для отдельных сценариев аварий.

3.3 Под сценарием аварии понимается полное и формализованное описание следующих событий: фазы инициирования аварии, инициирующего события аварии, аварийного процесса и чрезвычайной ситуации, потерь при аварии, включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

3.4 Потенциальный риск, как правило, является промежуточной мерой опасности, используемой для оценки индивидуального и социального рисков. Распределение потенциального риска и распределение обслуживающего персонала и населения в рассматриваемом районе позволяет получить количественную оценку социального риска для населения. Для этого следует определить число пораженных при каждом сценарии от каждого источника опасности и затем определить зависимость частоты событий F , в которых пострадало в той или иной степени число людей, больше определенного N (социальный риск).

4 СОЦИАЛЬНЫЙ РИСК

4.1 Социальный риск характеризует масштаб возможных аварий и катастроф. Он определяется функцией, имеющей общепринятое название FN - кривая. Под N , в зависимости от задач анализа, можно понимать либо общее число пострадавших, либо количество смертельно травмированных людей или другой показатель тяжести последствий.

Критерий приемлемой степени риска определяется в этом случае не числом для отдельного события, а кривой, построенной для различных сценариев.

4.2 Общераспространенным подходом для определения приемлемого риска является использование двух кривых. В этом случае в логарифмических координатах определяются FN кривые приемлемого

социального риска смертельного травмирования. Область между этими кривыми определяет промежуточную степень риска, вопрос об уменьшении которой следует решать, исходя из специфики эксплуатации подводного трубопровода и местных условий путем согласования с Регистром и административными органами местного самоуправления.

Пример построения FN — кривых приведен в Правилах ПБУ/ МСП (2000 г.).

4.3 В качестве переменной N можно принять материальный или экологический ущерб и построить свои FN кривые, которые будут служить, соответственно, мерой страхового или экологического риска.

5 КОЛЛЕКТИВНЫЙ РИСК

5.1 Коллективный риск (potential lose of life-PLL) является интегральной мерой опасности. Он определяет масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий:

$$R = P(A)N, \quad (5)$$

где N — общее количество людей, подвергающихся потенциальному отрицательному воздействию.

Коллективный риск практически определяет ожидаемое количество смертельно травмированных в результате аварий людей на рассматриваемой территории за определенный период времени.

5.2 Индивидуальный и коллективный риски при определенных условиях могут быть переведены в сферу экономических и финансовых категорий.

Для анализа экологической безопасности зависимость площади зараженной поверхности от частоты аварий может служить мерой экологического риска. Для целей страхования важным является такой показатель риска, как статистически ожидаемая величина ущерба в стоимостном выражении (величина, определяемая произведением частоты аварии на ущерб).

МЕТОДЫ АНАЛИЗА РИСКА

В приложении представлены основные методы, рекомендуемые при проведении анализа риска.

1 Методы проверочного (опросного) листа (Check-List) и «Что будет, если...?» (What-If) или их комбинация относятся к группе качественных методов оценки опасности, основанных на изучении условий эксплуатации объекта (подводного трубопровода) действующим требованиям промышленной безопасности.

1.1 Проверочный лист служит методом подтверждения соответствия действующим стандартам. Он прост в применении на любом этапе проектирования, строительства, эксплуатации, аварийной ситуации и позволяет в короткий срок определять минимально допустимую степень опасности.

1.2 Проверочный лист, в случае необходимости, составляется для специфических ситуаций и применяется, например, для оценки правильности технологических операций, решения проблем, требующих повышенного внимания.

1.3 Проверочный лист весьма эффективен в процессе управления стандартными аварийными ситуациями. Результатом проверочного листа является перечень вопросов и ответов о соответствии объекта (подводного трубопровода) требованиям безопасности и указаниям по обеспечению безопасности. Пример составления проверочного листа для анализа аварийной ситуации приведен в Правилах ПБУ / МСП (2000г.).

1.4 Метод проверочного листа отличается от метода «Что будет, если...?» более полным представлением исходной информации и результатов о последствиях нарушений безопасности.

1.5 Метод «Что будет, если...?» использует вопросы, которые начинаются со слов «Что будет, если ...?» и рассматривает развитие ситуации, последующей после этих слов. Для исключения построения невероятных сценариев развития событий при аварийных ситуациях исполнители анализа риска, проводимого по этому методу, должны быть в меру осторожными и в достаточной степени реалистичными.

1.6 Метод анализа типа «Что будет, если...?» применим при проектировании, реконструкции или эксплуатации подводного трубопровода. Результатом его является составление перечня опасных участков, на которых могут возникнуть аварии, а также предполагаемые методы предупреждений и профилактики аварий.

1.7 Рассмотренные методы весьма просты (особенно при обеспечении их вспомогательными формами, унифицированными бланками, упрощающими

на практике проведение анализа и представление результатов), недороги (результаты могут быть получены одним человеком в течение одного дня) и наиболее эффективны при исследовании безопасности хорошо изученных известных объектов с незначительным риском крупных аварий.

2 Анализ вида и последствия отказов (АВПО, Failure Mode and Effects Analysis — FMEA) применяется для качественной оценки безопасности технических систем и используется при определении единичных типов неисправностей, служащих причиной или способствующих возникновению аварии. Особенностью этого метода является рассмотрение каждого блока технической системы (комплектующего изделия трубопровода) или отдельного элемента как если бы он был неисправным (вид и причина отказа) и какое было бы воздействие отказа на техническую систему (подводный трубопровод).

2.1 FMEA-анализ на этапе проектирования подводного трубопровода может быть использован для определения потребности в дополнительных мерах защиты трубопровода или в их сокращении. При реконструкции подводного трубопровода FMEA-анализ позволяет определить ее влияние на существующие конструкции и оборудование. Метод может быть применен во время эксплуатации трубопровода для определения единичных неисправностей, способных привести к значительным по масштабу последствиям.

2.2 Субъективность FMEA-метода требует привлечения к его применению при анализе как минимум двух экспертов, компетентных в вопросах технологических процессов трубопроводного транспорта и используемого оборудования. Метод анализа вида и последствий отказов может применяться в сочетании с другими методами определения опасностей, например, методом HAZOR.

2.3 Анализ вида, последствий и критичности отказа (АВПКО, Failure Mode, Effects and Critical Analysis — FMECA) – аналогичен FMEA, но в отличие от последнего позволяет получать количественные результаты за счет того, что каждый вид отказа ранжируется с учетом двух составляющих критичности – вероятности (или частоты) и тяжести последствий отказа. Понятие критичности близко к понятию риска и поэтому может использоваться при количественном анализе риска аварии. Выбор параметров критичности необходим для выработки указаний и приоритетности мер безопасности.

2.4 Результаты FMECA – анализа представляются в виде таблиц с полным перечнем оборудования и комплектующих изделий, видов и причин возможных отказов, частотой, последствиями, критичностью, средствами обнаружения неисправности (сигнализаторы, приборы контроля и т.п.) и рекомендациями по снижению опасности.

2.5 По тяжести последствий могут рассматриваться следующие критерии:

катастрофический — приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб промышленным объектам и жилым зданиям и невозполнимый ущерб окружающей среде;

критический (некритический) отказ — угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объектов, окружающей среде;

отказ с пренебрежимо малыми последствиями — отказ, не относящийся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

2.6 Рекомендуемые показатели (индексы) уровня и критерии критичности по вероятности и тяжести последствий отказа (события) приведены в таблице. Для анализа выделены четыре группы объектов воздействия, которым может быть нанесен ущерб от аварии: обслуживающий персонал, население, окружающая среда, материальные объекты – сам трубопровод, оборудование, комплектующие изделия и сооружения (промышленные и жилые), близлежащих населенных пунктов. Критерии, использованные в таблице, могут применяться для ранжирования опасности и определения степени риска всего промышленного объекта (подводного трубопровода). В рассматриваемом случае ранг А соответствует самой высокой (неприемлемой) степени риска объекта, требующей незамедлительных мер по обеспечению безопасности. Показатели В и С соответствуют промежуточным степеням риска, а ранг Д – наиболее безопасным условиям.

В зависимости от ранга опасности:

А — обязателен тщательный детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

В — желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С — рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

Д — анализ и принятие мер безопасности не требуются.

При анализе рисков необходимо учитывать вклад рисков отказов составных частей (элементов) промышленного объекта (подводного трубопровода) в общий риск аварии.

Таблица

Матрица «вероятность – тяжесть последствий»

Ожидаемая частота возникновения (/год)		Тяжесть последствий			Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
		Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	
Частный отказ	> 1	А	А	А	С
Вероятный отказ	$1 - 10^{-2}$	А	А	В	
Возможный отказ	$10^{-2} - 10^{-4}$	А	В	В	С
Редкий отказ	$10^{-4} - 10^{-6}$	А	В	С	D
Практически невероятный отказ	< 10^{-6}	В	С	С	

2.7 Методы АВПО (FMEA) и АВПКО (FMESA) могут успешно применяться для анализа проектов сложных технических систем или при реконструкции опасных производств, к которым непосредственно относятся подводные трубопроводы. Как правило, анализ согласно этим методам выполняется группой специалистов из 3 — 7 человек в течение нескольких дней или недель.

2.8 Количественное определение вкладов в риски (КОР) состоит из ряда стадий, основанных на статистике аварий. Математическое отображение КОР включает в себя различные статистические модели (см. Правила ПБУ/МСП, 2000г.). Формула полной вероятности при определении КОР, согласно упомянутым Правилам, имеет вид:

$$КОР_k = \sum_{i=1}^{i=n} Q_i Q_{ik},$$

где Q_i — повторяемость рассматриваемой i -ой ситуации (случая);

Q_{ik} — вероятность реализации i -ой ветви дерева событий (риск аварии);

k — соответствует определенному виду аварии.

3 **Метод анализа опасности и работоспособности** (АОР, Hazard and Operability Study – HAZOP) исследует влияние отклонений технологических параметров (давления, температуры и др.) от регламентных режимов с позиций возникновения опасности. HAZOP–метод может применяться при проектировании, реконструкции и эксплуатации подводных трубопроводов. По всей сложности и качеству представляемых результатов HAZOP–метод соответствует уровню FMEA и FMESA.

3.1 В процессе анализа для каждой линии (нитки) подводного трубопровода и его оборудования определяются возможные отклонения в работе, причины, вызвавшие их, и перечень указаний, направленных на недопустимость этих отклонений, и рекомендуемых изменений, предложений или действий, способствующих повышению безопасности или работоспособности.

3.2 Для характеристики отклонений используются ключевые слова, например, «нет», «больше», «меньше», «так же как», «другой», «иначе чем», «обратный» и т.п. Ключевые слова помогают исполнителям выявить все возможные отклонения. Конкретное сочетание этих слов с технологическими параметрами подводных трубопроводов определяется спецификой транспортируемых по ним рабочих сред и соответствующими условиями. Примерные сочетания ключевых слов могут быть следующими:

НЕТ — отсутствие непосредственной подачи рабочей среды, когда она должна быть согласно технологическому процессу;

БОЛЬШЕ (МЕНЬШЕ) — увеличение (уменьшение) значений режимных переменных по сравнению с заданными (давление, подача, температура и т.п.);

ТАКЖЕ КАК — появление дополнительных компонентов – включений (воздух, вода, примеси);

ДРУГОЙ — состояние, отличающееся от обычного режима работы (пуск, остановка и т.д.);

ИНАЧЕ ЧЕМ — полное замещение процесса, непредвиденное событие, разрушение, разгерметизация и др.

ОБРАТНЫЙ — логическая противоположность замыслу, появление обратного течения рабочей среды.

3.3 Результаты анализа HAZOP–метода представляются на специальных технологических листах (таблицах). Величина опасности отклонений может быть определена количественно путем оценки вероятности и тяжести последствий рассматриваемой аварийной ситуации по критериям критичности аналогично методу FMECA (см. табл.)

Кроме идентификации опасностей и их ранжирования метод HAZOP, также как и FMECA, позволяет выяснить неясности и неточности в инструкциях по безопасности и способствует их дальнейшему совершенствованию. Оперативность и эффективность этого метода зависит в значительной степени от сложности и протяженности подводной магистрали, квалификации экспертов. Недостатки методов HAZOP и FMECA связаны с затруднениями их использования для анализа комбинации событий, приводящих к аварии.

4 Логико-графические методы анализа «деревьев отказов и событий»

4.1 Методы анализа «деревьев отказов и событий» являются логико-графическими методами, используемыми для выявления причинно-следственных связей между событиями.

4.2 Метод анализа деревьев отказов (АДО, Fault Tree Analysis – FTA) позволяет выявить комбинации отказов оборудования и комплектующих изделий, ошибок персонала и внешних (техногенных, природных) воздействий, приводящих к основному событию – аварийной ситуации. Возникновение и развитие крупных аварий, как правило, характеризуется комбинацией случайных локальных событий, возникающих с различной частотой на разных стадиях аварии. Метод FTA используется для анализа возможных причин возникновения аварийной ситуации и расчета ее частоты на основании знания частот исходных событий.

4.3 Метод анализа деревьев событий (АДС, Event Tree Analysis – ETA) представляет собой алгоритм построения последовательности событий, исходящих из основного события – аварийной ситуации. Метод ETA используется для анализа развития аварийной ситуации. Дерево событий реализуется в виде диаграммного распределения рисков. Построение дерева событий начинается с категорий аварий, подсказываемых логикой и имеющейся информацией, с целью составления приоритетного перечня рисков.

Частота каждого сценария развития аварийной ситуации определяется путем умножения частоты основного события на вероятность конечного

события, например, аварии с нарушением непроницаемости подводного трубопровода с взрывопожароопасной рабочей средой, которые, в зависимости от создавшихся условий, могут развиваться как с воспламенением так и без воспламенения.

Методы деревьев отказов и событий являются трудоемкими, они применяются, как правило, для анализа проектов или реконструкции сложных технических систем, к которым относятся и подводные трубопроводы.

5 Методы количественного анализа риска характеризуются расчетом показателей риска, приведенных в Приложении III. Они могут включать в себя один или несколько вышеперечисленных методов или использовать их результаты. Выполнение количественного анализа предполагает высокую квалификацию исполнителей, большой объем информации по аварийности, достаточную надежность оборудования, учет особенностей окружающей местности, гидрометеоусловий, времени пребывания людей на территории вблизи опасного объекта, плотности населения в близлежащих районах и других факторов.

5.1 Эффективность количественного анализа риска наиболее проявляется:

- на стадии проектирования и установки опасных объектов;

- при оценке безопасности объектов, имеющих однотипное оборудование, например, магистральные трубопроводы;

- в случае необходимости получения комплексной оценки воздействия аварий на людей, окружающую среду и материальные объекты;

- при разработке перечня приоритетных мер по защите опасного объекта (подводного трубопровода).

5.2 К отрицательным сторонам количественного анализа риска относится сравнительно невысокая точность получаемых результатов, поэтому применение количественных показателей (в частности, вероятности возникновения аварии) в качестве критериев безопасности для сложных промышленных объектов, к которым относятся подводные трубопроводы, не всегда оправданы.

**РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА
ПРАВИЛА КЛАССИФИКАЦИИ И ПОСТРОЙКИ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**

Редакционная коллегия Регистра
Ответственный за выпуск *Е. Б. Мюллер*
Главный редактор *Г. В. Шелкова*
Компьютерная верстка *И. И. Лазарев*

Лицензия ИД 04771 от 18.05.01
Подписано в печать 24.09.03. Формат 60 × 84/16. Гарнитура Таймс.
Печать офс. Усл. печ. л. 5,7. Уч.-изд. л. 5,4. Тираж 150. Заказ 2166.

Российский морской регистр судоходства
191186, Санкт-Петербург, Дворцовая набережная, 8