

---

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

---



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
СТАНДАРТ  
РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

**ГОСТ Р**  
**54382–**  
**XXXX**  
*(проект, первая  
редакция)*

---

**Нефтяная и газовая промышленность**

**ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ**

**Общие технические требования**

*Настоящий проект не подлежит применению до его утверждения*

Москва  
Стандартинформ  
2019

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром 335»  
(ООО «Газпром 335»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от \_\_\_\_\_

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 54382-2011

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в годовом (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок - в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет ([www.gost.ru](http://www.gost.ru))*

© Стандартиформ оформление, 2019

Настоящий стандарт не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

## Содержание

1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	2
3 Термины и определения .....	4
4 Сокращения .....	4
5 Концепция надежности и безопасности при проектировании, монтаже, эксплуатации и ремонте подводных трубопроводных систем.....	5
.....	
6 Исходные данные для проектирования .....	12
7 Нагрузки .....	24
8 Проектирование. Расчетные критерии .....	31
9 Требования к материалам .....	82
10 Защита подводных трубопроводов от коррозии .....	95
11 Балластировка подводных трубопроводов .....	95
12 Строительство подводных трубопроводов .....	95
Приложение А (справочное) Механические и коррозионные испытания.....	112
.	
Приложение Б (справочное) Сварка .....	115
Приложение В (справочное) Неразрушающий контроль .....	117
Приложение Г (справочное) Автоматический ультразвуковой контроль кольцевых сварных.....	122
ШВОВ.....	
Библиография .....	132

## **Введение**

Создание и развитие отечественных технологий и техники для освоения глубоководных шельфовых нефтегазовых месторождений должно быть обеспечено современными стандартами, устанавливающими требования к проектированию, строительству и эксплуатации систем подводной добычи. Для решения данной задачи Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии реализуется «Программа по обеспечению нормативной документацией создания отечественной системы подводной добычи для освоения морских нефтегазовых месторождений». В объеме работ программы предусмотрена разработка национальных стандартов и предварительных национальных стандартов областью применения которых являются системы подводной добычи углеводородов, а также пересмотр действующих стандартов в области морской нефтегазодобычи и транспорта нефти и газа.

Разрабатываемый комплекс стандартов на системы подводной добычи в целом, а также на их составные части: системы, сборки, оборудование, трубопроводные системы, компоненты и материалы, учитывает особенности объекта и аспекта стандартизации, которые характерны для Российской Федерации в силу климатических и географических факторов, накопленного отечественного опыта проектирования, строительства и эксплуатации объектов морской нефтегазодобычи.

Выполняемые масштабные работы по национальной стандартизации СПД потребовали пересмотра ГОСТ Р 54382-2011 «Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования» для более полного достижения целей национальной стандартизации и решения задач, которые установлены в статье 3 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», устранения противоречий со вновь разрабатываемыми стандартами и обеспечения безопасности эксплуатации объектов обустройства морских месторождений за счет установления требований к подводным трубопроводным системам.

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

---

**Нефтяная и газовая промышленность**  
**ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ**

**Общие технические требования**

Petroleum and natural gas industry. Submarine pipeline systems.  
General technical requirements

---

Дата введения – (год-месяц-число)

## **1 Область применения**

Настоящий стандарт устанавливает общие технические требования на проектирование, изготовление, строительство, испытания, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание и ликвидацию подводных трубопроводных систем, используемых при обустройстве морских месторождений углеводородов с применением стационарных и плавучих морских нефтегазопромысловых сооружений, а также систем подводной добычи.

Стандарт распространяется на однониточные трубопроводные системы, комплексы трубопроводов, размещенные один поверх другого и заключенные внутри несущей трубы.

Настоящий национальный стандарт не распространяется на гибкие трубы, на динамические или гибкие райзеры.

Действие настоящего стандарта не распространяется на составные шлангокабели, предназначенные для управления системами подводной добычи. Отдельные трубы, входящие в составной шлангокабель, изготовленные из материалов, соответствующих настоящему стандарту, могут проектироваться в соответствии с настоящим стандартом.

Настоящий стандарт распространяется на монтаж трубопроводов способами - протаскивания по грунту, методу свободного погружения, укладке с трубоукладочного судна, опускания со льда, укладки с использованием наклонного бурения.

**Проект, первая редакция**

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 12.2.085-2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности

ГОСТ 1497-84 (ИСО 6892-84, СТ СЭВ 471-88) Металлы. Методы испытаний на растяжение

ГОСТ 31458-2015 (ISO 10474:2013) Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Документы о приемочном контроле

ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

ГОСТ Р 55311-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения

ГОСТ Р 57123-2016 (ИСО 19901-2:2004) Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Проектирование с учетом сейсмических условий

ГОСТ Р 57993-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства балластирующие железобетонные. Общие технические условия

ГОСТ Р 58284-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Морские промысловые объекты и трубопроводы. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р ИСО 7438-2013 Материалы металлические. Испытание на изгиб

ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования

ГОСТ Р ИСО 14284-2009 Сталь и чугун. Отбор и подготовка образцов для определения химического состава

ГОСТ Р ИСО 17776-2012 Нефтяная и газовая промышленность. Морские добычные установки. Способы и методы идентификации опасностей и оценки риска. Основные положения

ГОСТ Р ИСО 19901–6:2009, MOD (проект) Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Морские операции

ГОСТ Р ИСО 19901–7:2013, MOD (проект) Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Системы позиционирования плавучих сооружений

ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. Менеджмент риска. Методы оценки риска

ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования

ГОСТ Р XXXXX-XXXX (проект) Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения

СП 11-114-2004 Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85

СП 38.13330.2018 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)

СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства

СП 422.1325800.2018 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти газа. Строительство подводных переходов и контроль выполнения работ

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если

ГОСТ Р 54382-XXXX  
(проект, первая редакция)

ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

### **3 Термины и определения**

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 55311, ГОСТ ISO 13680, ГОСТ 33439 и ГОСТ Р XXXXX-XXXX (проект).

### **4 Сокращения**

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АСУТС – автоматизированная система управления трубопроводной системой;

МГС – морской гарантийный сюрвейер;

ПАЗ – противоаварийная система защиты трубопровода;

РМРС – Федеральное автономное учреждение «Российский морской регистр судоходства»;

ТНПА – телеуправляемый необитаемый подводный аппарат;

ALS (accidental limit state) – предельное состояние по критериям аномальных воздействий и аварийных ситуаций;

BOSIET (basic offshore safety and induction and emergency training) – основы безопасности на морских объектах и подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации;

FLS (fatigue limit state) – предельное состояние по критерию усталостной прочности;

FMEA (failure modes and effects analysis) – анализ видов и последствий отказов;

FOET (further offshore emergency training) – дальнейшая подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации;

HAZOP (hazard and operability study) – исследование опасности и работоспособности;

HUET (helicopter underwater escape training) – обучение по эвакуации из вертолета под водой;

LRFD (load and resistance factor design) – проектирование по коэффициентам нагрузок и сопротивления;

QRA (quantitative risk assessment) – количественная оценка риска;

SLS (serviceability limit state) – предельное состояние по критериям пригодности



к нормальной эксплуатации;

SNCF (strain concentration factor) – коэффициент концентрации деформаций;

"S-N" – curves showing stress range vs. number of cycles (кривые зависимости амплитуды напряжений от количества циклов);

ULS (ultimate limit state) – предельное состояние по критериям несущей способности.

## **5 Концепция надежности и безопасности при проектировании, монтаже, эксплуатации и ремонте подводных трубопроводных систем**

### **5.1 Общие сведения**

Настоящий раздел устанавливает концепцию обеспечения безопасности и соответствующие формы расчета, применяемые в настоящем стандарте.

Целостность подводной трубопроводной системы должна обеспечиваться на всех этапах жизненного цикла, от разработки первоначальной концепции до вывода из эксплуатации.

В управлении целостностью подводной трубопроводной системы определяют два этапа:

- установление целостности на стадиях разработки концепции, проектирования и строительства;
- обеспечение целостности на стадии эксплуатации.

Настоящий раздел также содержит рекомендации по расширению применения настоящего стандарта для учета новых критериев и т.д.

### **5.2 Концепция безопасности**

#### **5.2.1 Общие сведения**

Целостность трубопроводной системы, сконструированной в соответствии с требованиями настоящего стандарта, обеспечивается, исходя из концепции обеспечения безопасности, состоящей из различных частей, указанных на рисунке 1.



Рисунок 1 – Структура концепции обеспечения безопасности

#### 5.2.2 Задачи обеспечения безопасности

Общие задачи обеспечения безопасности определяются, планируются и осуществляются на всех стадиях от разработки концепции до ликвидации объекта.

К типовым положениям для определения задач обеспечения безопасности трубопроводной системы можно отнести следующие:

- минимизация воздействия на окружающую среду;
- предотвращение утечек углеводородов во время эксплуатации подводной трубопроводной системы;
- предотвращение несчастных случаев;
- монтаж трубопровода не должен представлять потенциальную опасность для рыболовных снастей;
- монтаж и обслуживание должны выполняться без участия водолазов и т.д.

После определения задач, необходимых для обеспечения безопасности, требуется определить порядок их выполнения и конкретные требования.

Для определения задач, необходимых для обеспечения безопасности, рекомендуется выполнить оценку рисков. Оценка рисков может выявить все опасности и их последствия, а затем выполнить обратную экстраполяцию для определения критериев пригодности и области, которые должны быть отслежены более внимательно.

### 5.2.3 Систематический анализ

На всех стадиях должен проводиться систематический анализ для выявления и оценки последствий отдельных отказов и серий отказов в трубопроводной системе с целью принятия необходимых мер по их устранению. Оценка или анализ должен отражать опасность для трубопроводной системы, опасность для запланированной работы, основанный на результатах накопленного опыта эксплуатации подобных систем или работ.

Примечание - Методологией системного анализа является количественная оценка риска (QRA). Он может обеспечить оценку общего риска для здоровья и безопасности людей, окружающей среды и имущества и включает в себя:

- определение опасностей,
- оценку вероятностей появления отказов,
- развитие аварийных ситуаций,
- последствия и оценку рисков.

### 5.2.4 Методология определения классов безопасности

В настоящем стандарте безопасность подводной трубопроводной системы обеспечивается применением методологии определения классов безопасности. Трубопроводная система может относиться к одному или нескольким классам безопасности, исходя из последствий отказов. Классы безопасности зависят от назначения трубопровода и его местоположения. Для каждого класса безопасности каждому предельному состоянию присвоен ряд частных коэффициентов безопасности.

### 5.2.5 Гарантия качества

В целях обеспечения безопасности в областях действия настоящего стандарта необходимо установление требований к организации работ, компетентности персонала, проверке расчетов и системы обеспечения качества на всех этапах жизненного цикла подводной трубопроводной системы.

### 5.3 Формат расчета

#### 5.3.1 Общие сведения

Формат расчета в настоящем стандарте основан на расчетах предельных состояний и частных коэффициентов безопасности, также известный как метод проектирования по коэффициентам нагрузок и сопротивления (LRFD).

#### 5.3.2 Классификация перекачиваемых продуктов

5.3.2.1 Продукты, транспортируемые по трубопроводной системе, должны быть классифицированы, исходя из степени их опасности, в соответствии с таблицей 1.

Т а б л и ц а 1 - Классификация транспортируемых продуктов

Категория продукта	Описание категории продукта
A	Обычные невоспламеняющиеся жидкости на водной основе
B	Легковоспламеняющиеся и/или токсичные вещества, которые являются жидкостями в условиях температуры окружающей среды и атмосферного давления. Типовыми примерами могут быть нефть и нефтепродукты. Метанол также является примером легковоспламеняющейся и токсичной жидкости
C	Невоспламеняющиеся вещества, которые являются нетоксичными газами в условиях температуры окружающей среды и атмосферного давления. Типовыми примерами могут быть азот, двуокись углерода, аргон и воздух
D	Нетоксичный, однофазный природный газ
E	Легковоспламеняющиеся и/или токсичные продукты, которые являются газами в условиях температуры окружающей среды и атмосферного давления и которые транспортируются в виде газов и/или жидкостей. Типовыми примерами могут быть водород, природный газ (не

Категория продукта	Описание категории продукта
	попадающий в категорию D), этан, этилен, сжиженный нефтяной газ (такой как пропан-бутан), газовый конденсат, аммиак и хлор

Газы или жидкости, не приведенные в таблице 1, должны относиться к категории, содержащей вещества, наиболее близкие по потенциалу опасности. Если категория продукта не идентифицируется, необходимо принимать самую опасную категорию.

### 5.3.3 Классы месторасположения

Подводная трубопроводная система должна классифицироваться по классам месторасположения приведенным в таблице 2.

Таблица 2 - Классы местоположения

Обозначение класса	Определение
1	Зона редкого присутствия человека вдоль трассы трубопровода
2	Часть трубопровода, райзера в зоне около платформы (с персоналом) или в зонах с интенсивной человеческой деятельностью. При определении класса местоположения 2 следует основываться на соответствующем анализе рисков. Если такой анализ не проводится, то должно быть принято минимальное расстояние в 500 м

### 5.3.4 Классы безопасности

Проектирование трубопроводов должно основываться на потенциальных последствиях отказов. В настоящем стандарте это определяется концепцией классов безопасности. Класс безопасности может меняться в зависимости от различных стадий эксплуатации и местоположения трубопроводов. Классы безопасности представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Классификация классов безопасности

Обозначение класса безопасности	Определение
Низкий	Если отказ влечет за собой низкий риск травматизма людей и незначительные последствия для окружающей среды и экономики, обычный классификационный уровень для стадии монтажа
Нормальный	Если отказ приводит к незначительному риску травмирования персонала, к незначительному загрязнению окружающей среды или значительным экономическим или политическим последствиям.
Высокий	Для условий эксплуатации, при которых отказ влечет за собой высокий риск травматизма людей, существенные загрязнения окружающей среды или весьма значительные экономические и политические последствия, обычный классификационный уровень в течение эксплуатации для местоположения класса 2

В условиях штатной эксплуатации применяются классы безопасности, указанные в таблице 4.

Таблица 4 - Классификация классов безопасности в условиях штатной эксплуатации

Стадия	Категория продукта			
	А, С		В, D и E	
	Класс местоположения			
	1	2	1	2
Временная <sup>1), 2)</sup>	Низкий	Низкий	-	-
Эксплуатации	Низкий	Нормальный <sup>3)</sup>	Нормальный	Высокий

<sup>1)</sup> Монтаж вплоть до ввода в эксплуатацию (временная стадия) обычно относится к классу безопасности "Низкий".

<sup>2)</sup> Для отнесения к классам безопасности для временных стадий после ввода в эксплуатацию должны быть особо учтены последствия отказа, т.е. присвоен класс безопасности выше "Низкого".

<sup>3)</sup> Райзеры в ходе штатной эксплуатации обычно относятся к классу безопасности "Высокий".

### 5.3.5 Анализ надежности

Альтернативой описанному и используемому в настоящем стандарте методу LRFD может являться расчет конструктивной надежности, при условии, что:

- он используется для классификации определенных предельных состояний, не рассмотренных в настоящем стандарте;
- метод соответствует классификационным замечаниям [1];
- подход обеспечит достаточную безопасность в соответствии с указанными в настоящем стандарте положениями.

Примечание - В частности, это подразумевает, что надежность, рассчитанная по методу предельных состояний, не противоречит критериям несущей способности по давлению.

Расчет конструктивной надежности должны выполнять компетентные и квалифицированные специалисты, а распространение на новые области применения должны подтверждаться технической проверкой.

Заданные уровни надежности должны быть определены по идентичным или подобным конструкциям трубопроводов, которые спроектированы на основании настоящего стандарта и обладают достаточной безопасностью. Если это неосуществимо, заданный уровень надежности должен основываться на виде отказов и классе безопасности, как задано в таблице 5.

Таблица 5 - Приемлемые вероятности отказов в зависимости от классов безопасности

Классификация предельных состояний	Предельное состояние	Значение вероятных отказов для класса безопасности		
		низкого	нормального	высокого
Предельное состояние по критерию пригодности нормальной эксплуатации (по текучести), SLS	Все	$10^{-2}$	$10^{-3}$	$10^{-3}$

Классификация предельных состояний	Предельное состояние	Значение вероятных отказов для класса безопасности		
		низкого	нормального	высокого
Основное предельное состояние, ULS	Устойчивость трубопровода к воздействию давления <sup>1)</sup>	$10^{-4} - 10^{-5}$	$10^{-5} - 10^{-6}$	$10^{-6} - 10^{-7}$
Особое (чрезвычайное) предельное состояние, ALS				
Основное предельное состояние, ULS	Все прочие	$10^{-3}$	$10^{-4}$	$10^{-5}$
Предельное состояние по критерию усталости, FLS <sup>2)</sup>				
Особое (чрезвычайное) предельное состояние, ALS <sup>3)</sup>				
<sup>1)</sup> Вероятность отказа при высоком давлении (расчет толщины стенки) на один-два порядка ниже, чем общий критерий ULS, представленный в таблице. <sup>2)</sup> Вероятность отказа будет эффективно регулироваться к последнему году эксплуатации или перед контролем, в зависимости от соответствующей философии контроля. <sup>3)</sup> Значения номинальной заданной вероятности отказа могут быть, в качестве альтернативы, на один порядок (например, $10^{-4}$ на трубопровод до $10^{-5}$ на км) для любого погонного километра, если последствия являются локальными и вызваны локальными факторами. <sup>4)</sup> Вероятность того, что отказ будет иметь место в течение одного года».				

## 6 Исходные данные для проектирования

### 6.1 Общие положения

В настоящем разделе разрабатывается основа для определения релевантных характеристик разработки месторождения. Кроме этого, идентифицируются ключевые вопросы проектирования, строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации.

Исходные данные для проектирования, представленные в настоящем стандарте, должны определяться на фазе разработки концепции и корректироваться, по мере необходимости.



Идентифицированные угрозы обычно влияют на стоимость, график и эксплуатационные характеристики и могут включать следующее:

- изменение технического задания (характеристики потока, пропускная способность, степень проработки технических решений);
- рыночные факторы и цены (материал, оборудование, подрядчики);
- тяжелые погодные условия (задержки морских работ из-за ограничений, связанных с погодными условиями);
- наличие подрядчика и его функциональные возможности (стоимость, задержки строительства, качество);
- поставка и качество материала (задержки, производственные показатели);
- наличие и расходы на финансирование (задержки, возможность коммерческой реализации);
- технологичность (ограниченный доступ судов-трубоукладчиков, одновременная эксплуатация других средств, грузоподъемность судна и пространство на палубе);
- инновационная технология.

Идентификация угроз для отчета по общественной безопасности/безопасности:

- воздействие на окружающую среду;
- влияние на другие отрасли промышленности;
- охрана труда.

Идентификация видов угрозы для трубопровода включает следующее:

- окружающая среда;
- работы, производимые третьими сторонами;
- геоопасность;
- ограничение потока.

Должно быть оценено влияние идентифицированной угрозы на эксплуатацию подводной трубопроводной системы.

## **6.2 Разработка концепции**

При выборе концепции подводной трубопроводной системы должны быть рассмотрены все аспекты проектирования, строительства, эксплуатации и вывода из эксплуатации. Надлежащее внимание должно быть уделено идентификации

потенциальных аспектов, которые могут стать препятствием для реализации концепции:

- долговременные эффекты решений, принятых на ранних стадиях проектирования (например, выбор марки материала может повлиять на производственные аспекты магистрального трубопровода; выбор диаметра может привести к ограничениям методов установки и т.д.);

- оценка полного эксплуатационного цикла (например, работы по техническому обслуживанию и т.д.);

- аспекты установки для отдаленных областей (например, отсутствие основного монтажного оборудования или услуг и атмосферные условия).

Должны быть получены данные и описание разработки месторождения, и общая схема трубопроводной системы.

Данные и описание разработки месторождения должны включать следующее:

- задача обеспечения безопасности;

- задача охраны окружающей среды;

- местоположение, условия на впуске и выпуске;

- описание трубопроводной системы с общей схемой и границами ответственности;

- функциональные требования, включая ограничения разработки месторождения, т.е. предохранительные устройства и подводные клапаны;

- установка, ремонт и замена элементов трубопроводов, клапанов, приводных элементов и фитингов;

- проектные планы и график, включая планируемый год установки;

- проектный срок службы, включая спецификацию на момент начала срока службы, т.е. заключительные пуско-наладочные работы, установка и т.д.;

- данные по транспортируемому продукту, включая возможные изменения в течение проектного срока службы трубопроводной системы;

- пропускная способность и гидродинамические расчеты;

- требования к системе безопасности трубопровода, включая технологическую схему и оценки соотношения нештатного давления к расчетному давлению;

- данные по расчету размеров трубопровода;

- учет возможного разграничения кодов в трубопроводной системе;

- геометрические ограничения, например, спецификации по постоянному внутреннему диаметру, требования по фитингам, клапанам, фланцам и по применению гибких труб или райзеров;
- сценарии соответствующей очистки трубопроводов скребками (контроль и очистка);
- применяемые очистные жидкости и обращение с очистными жидкостями на обоих концах трубопровода, включая влияние на технологические системы;
- требования к очистке трубопроводов, например, радиус кривизны, овальность трубы и расстояния между различными фитингами, влияющими на проектирование очистных устройств;
- вынос песка;
- работы, производимые третьей стороной;
- ограниченный доступ для монтажа и других работ вследствие наличия льда.

Должен быть разработан план производства работ, включая следующее:

- общая информация, включая организацию проекта, объем работ, зоны сопряжения и фазы разработки проекта;
- контакты с заказчиком, органами власти и подрядчиками;
- правовые вопросы, например, страхование, контракты, планирование территории, требования к судам.

Проектирование и планирование подводной трубопроводной системы должно охватывать все фазы разработки, включая строительство, эксплуатацию и вывод из эксплуатации.

### **6.3 Исходные данные**

#### **6.3.1 Гидравлический анализ и гидродинамические расчеты**

Гидравлический анализ трубопроводных систем должен выполняться с целью определения требуемого диаметра и давления, удовлетворяющих требованиям пропускной способности трубопровода.

Должны быть определены безопасные диапазоны давления, температуры и состава транспортируемого продукта. Должен быть выполнен анализ технологических ограничений и требований при эксплуатации с такими

ограничениями. Данный анализ должен охватывать устойчивый и переходный режимы эксплуатации.

Примечание - Примерами технологических ограничений и эксплуатационных требований являются минимальные требуемые значения давления трубопроводных систем, которые не рассчитаны на полное внешнее избыточное давление, предотвращение образования гидратов и отложений парафинов, предупреждения потерь давления вследствие увеличения вязкости транспортируемого продукта при низкой температуре.

Гидравлический анализ трубопроводных систем должен выполняться для подтверждения соответствия настроек систем управления и система безопасности трубопровода гидравлическим режимам при пуске, эксплуатации, отключении и возможных нештатных ситуациях.

Гидравлический анализ должен применяться с целью определения характеристического профиля высокой расчетной температуры на основе консервативных параметров («с запасом») изоляции, отражающих разброс изоляционных свойств покрытий и характеристик окружающей морской воды, грунта и гравия.

### 6.3.2 Влияние окружающей среды

Воздействие окружающей среды может нарушить функционирование трубопроводной системы и вызвать снижение ее надежности и безопасности. Для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводной системы, должен быть выполнен анализ воздействия следующих природных явлений:

- ветра;
- приливов;
- морских волн;
- внутренних волн;
- течения;
- льда;
- землетрясений;
- состояния грунта;
- температуры;
- морских организмов и обрастания.

Рекомендации по принципам или методологии определения окружающих условий и нагрузок представлены в DNVGL-RP-C205.

### 6.3.3 Сбор данных об окружающей среде

Данные по окружающей среде должны быть репрезентативными для географического района, в котором проектируется трубопровод. Если данные по географическому району отсутствуют, должны использоваться оценки, основанные на данных других релевантных районах.

Параметры должны выводиться в статистически обоснованном порядке, с применением признанных методов.

Для оценки окружающих условий по трассе трубопровод может быть подразделен на число секций, каждая из которых характеризуется заданной глубиной воды, топографией дна и другими факторами, влияющими на окружающие условия.

Данные о состоянии окружающей среды, используемые при проектировании морского трубопровода, который присоединяется к береговому технологическому комплексу аналогичные данным, используемым при проектировании этого берегового технологического комплекса.

### 6.3.4 Данные о состоянии окружающей среды

Оцениваемый максимальный прилив должен включать как атмосферный прилив, так и штормовой нагон воды. Оценки минимального прилива должны основываться на астрономическом приливе и возможном отрицательном штормовом нагоне воды.

Должны быть рассмотрены все источники течения. Это может включать течение прилива, течение, вызванное ветром, течение вследствие штормового нагона воды, течение, вызванное разницей плотности воды и другие возможные явления. Для прибрежных регионов должно рассматриваться прибрежное течение, обусловленное прибоем. В случае необходимости должны быть учтены изменения амплитуды относительно направления и глубины воды.

Для районов, где может образовываться лед, могут проходить айсберги, или где может замерзнуть грунт, должны быть определены статистические данные, чтобы выполнить расчеты соответствующих нагрузок.

Статистические значения температуры воздуха и воды должны быть обеспечены репрезентативными значениями высокой и низкой температуры.

Обрастание морскими организмами трубопроводных систем должно рассматриваться с учетом, как биологических, так и других окружающих явлений, соответствующих месту установки.

### 6.3.5 Трасса трубопровода

Трасса трубопровода должна выбираться с учетом безопасности для общества и персонала, защиты окружающей среды, и вероятности повреждения трубопровода или другого оборудования, при этом должны быть учтены следующие факторы.

Факторы окружающей среда:

- места археологических раскопок;
- ущерб для окружающей среды;
- природоохранные зоны, например, устричные отмели и коралловые рифы;
- морские заповедники;
- гравитационные течения.

Характеристики морского дна:

- неровное морское дно;
- нестабильное морское дно;
- характеристики грунта (места концентрации напряжения, донные отложение и перемещение донных отложений);
- оседание грунта;
- сейсмическая активность.

Сооружения и оборудование:

- установки морской прибрежной зоны;
- подводные конструкции и оборудование устья скважины;
- существующие трубопроводы и кабели;
- подводные препятствия;
- работы по укреплению берега.

Факторы третьих сторон:

- движение судов;
- рыболовный промысел;
- районы размещения отходов, боеприпасов и т.д.;

- добыча полезных ископаемых;
- зоны военных действий.

Факторы береговых сооружений и объектов:

- локальные ограничения;
- требования третьих сторон;
- экологические ограничения;
- близость к населенным пунктам;
- ограничение сроков строительства.

Должны учитываться при выборе трассы трубопровода перспективные разработки вблизи проектируемого трубопровода.

Линейные узлы и оборудование не должны располагаться на искривленных участках трассы трубопровода.

**Примечание** - Рекомендуется предусмотреть технические решения по компенсации криволинейного участка трубопровода, расположенного перед подводным оборудованием в связи с потенциальной возможностью вращения трубопровода.

Концы трубопровода должны быть рассчитаны с учетом обеспечения достаточного прямолинейного участка перед подводным оборудованием. Кривизна вблизи концов труб должна быть рассчитана с учетом концевой заделки, метода прокладки, направления прокладки и существующей/проектируемой инфраструктуры.

### 6.3.6 Трассовые изыскания

Трассовые изыскания должны проводиться по всей длине планируемой трассы трубопровода с целью получения данных, достаточных для проектирования и строительства.

Коридор трассовых изысканий должен иметь достаточную ширину для определения соответствующего коридора монтажа трубопровода и оборудования, который обеспечит безопасную установку и эксплуатацию трубопровода.

Требуемая точность трассовых изысканий может зависеть от предполагаемого маршрута. Подводные препятствия, изменчивая топография морского дна, опасные геологические состояния могут потребовать более подробных исследований.

Точность изысканий должна быть достаточной для выполнения проектирования, строительства и эксплуатации безопасными методами.

Должны быть выполнены исследования с целью идентификации возможных пересечений с существующими и проектируемыми объектами и возможными затонувшими судами и подводными препятствиями.

Результаты изысканий должны представляться на точных картах трассы и профилях. Должны быть представлены местоположение трубопровода, сооружения и оборудование, характеристики и аномалии морского дна с соответствующими характеристиками трубопровода. Должна быть определена базисная высотная отметка морской воды.

Дополнительные изыскания могут потребоваться в районах берегового примыкания подводного трубопровода, с целью определения:

- прибрежной и береговой геологии, батиметрии и топографии прибрежной среды;

- окружающих условий, обусловленных характеристиками прибрежной зоны;

- выравнивания трассы трубопровода и зондирования для обеспечения устойчивости и защиты трубопровода, минимизации воздействия на существующие объекты;

- метода строительства берегового примыкания (открытым способом, горизонтально-направленным бурением, прокладкой туннелей или сооружением причалов).

Все топографические характеристики, которые могут повлиять на стабильность и установку или на выравнивание морского дна, должны быть определены на основе трассовых изысканий, включая:

- препятствия в виде выхода пород на поверхность, больших валунов, мелких углублений и т.п., которые требуют проведения мероприятий по выравниванию дна или устранению препятствий до прокладки трубопровода;

- топографические характеристики, которые содержат потенциально нестабильные наклоны, песчаные гряды, мелкие или значительные углубления, лощины или каналы, а также эрозию в форме размыва грунта или осадков материалов.



Для регионов, в которых имеются признаки повышенной геологической активности должны быть выполнено дополнительные исследования, такие как:

- расширенная геофизическая разведка;
- грязевый вулканизм;
- сейсмическая опасность;
- сейсмические сбросовые смещения;
- возможность сползания откоса;
- характеристики грязевого потока;
- влияние грязевого потока на трубопроводы.

#### 6.3.7 Характеристики морского дна

Геотехнические характеристики, необходимые для оценки эффектов соответствующих состояний нагрузки, должны определяться для отложений морского дна, включая возможные нестабильные отложения вблизи трубопровода. Рекомендации по геотехническим исследованиям для подводных трубопроводов приведены в DNVGL-RP- C212.

Геотехнические характеристики могут быть определены на основе общедоступной геологической информации, результатов сейсмической разведки, топографической съемки морского дна и геотехнических изысканий на месте производства работ и лабораторных испытаний отобранных проб грунта.

Основными параметрами грунта, определяющими характеристики трубопровода, являются следующие:

- распределение по крупности зерна;
- параметры прочности на сдвиг (ударная прочность и прочность на сдвиг без дренажа связного грунта и угол естественного откоса несвязного грунта);
- характеристики соответствующей деформации.

Эти параметры рекомендуется определять на основе лабораторных исследований или по результатам испытаний в месте производства работ. С целью классификации и определения строительных свойств грунта должны быть определены следующие параметры грунта:

- удельный вес;

- содержание воды;
- предел текучести и пластичности;
- минералогический и химический состав грунта.

Параметры горных пород, которые имеют важнейшее значение для реакции трубопровода:

- тип горных пород и минералогия;
- прочность и нестабильность горной породы на глубине ниже морского дна;
- эродируемость горных пород (например, потенциал для катастрофической эрозии в основании утесов);
- карстовые особенности.

Свойства верхнего слоя грунта определяют характеристики трубопровода, проложенного по морскому дну. Для ситуаций, когда верхний слой содержит почву, определение параметров такого, неглубокого грунта может оказаться более неточным, чем для более глубоких грунтов. Неопределенность возрастает также вследствие различий верхнего слоя грунта между точками проведения испытаний, а также между местами проведения испытаний и остальными местами. Поэтому, параметры грунта, используемые при проектировании, должны определяться с верхним пределом, с наилучшей оценкой и с нижним пределом, которые действительны в определенных зонах или участках трассы. Характеристические значения параметров грунта, используемые при проектировании, должны соответствовать выбранной философии проектирования и учитывать вышеназванные неопределенности.

Примечание - Верхний слой грунта может быть илистым и иметь не высокую прочность.

Поскольку расстояние между местами исследования грунта может быть гораздо больше, чем длина трубопровода, необходимо использовать наиболее низкие результаты, полученные на основе геотехнических исследований, ко всей трассе трубопровода.

В зонах, где материал морского дна подвергается эрозии, может потребоваться специальное изучение течения и состояния волн вблизи дна, включая влияние на граничный слой в целях расчета устойчивости трубопровода на поверхности дна и оценки необходимого пролета между трубными опорами.

Дополнительные исследования проб морского дна могут потребоваться для оценки особых сценариев, таких как например:

- проблемы, связанные с выемкой грунта и захоронениями;
- вероятность образования пустот, углублений, вызванных очисткой (обнажением) трубопровода при эксплуатации;
- вероятность самоуглубления трубопровода при эксплуатации;
- проблемы, связанные с прокладкой трубопроводов через препятствия;
- проблемы, связанные с осадкой трубопроводной системы и/или конструкции защиты в местах установки запорной арматуры;
- возможности грязевых оползней или разжижения грунтов в результате повторяющихся нагрузок;
- наружная коррозия.

Рекомендации по оценке трубопроводов и грунтов приведены в DNVGL-RP-F114.

#### 6.3.8 Принципы проектирования

Трубопроводная система должна проектироваться, строиться и эксплуатироваться при следующих условиях:

- обеспечение пропускной способности транспортировки;
- обеспечение безопасности;
- обеспечение запаса прочности при аварийных нагрузках или нештатных условиях эксплуатации.

Трубопроводы должны проектироваться с учетом обеспечения проведения внутритрубной дефектоскопии.

Возможность изменения вида и состава транспортируемого продукта в течение срока службы трубопровода должна быть предусмотрена на этапе проектирования.

#### 6.3.9 Система управления и противоаварийная система защиты трубопровода

Проектируемая подводная трубопроводная система должна быть рассчитана на заданное нештатное давление или разделена на отдельные участки с различными значениями заданного нештатного давления.

Для обеспечения защиты трубопровода от превышения давления проектными решениями должна быть предусмотрена автоматизированная система управления

ГОСТ Р 54382-XXXX  
(проект, первая редакция)

трубопроводной системой (АСУТС) и противоаварийная система защиты трубопровода (ПАЗ).

Назначением АСУТС является контроль технологических параметров и режимов трубопроводной системы и поддержание давления в автоматическом режиме в пределах диапазона, предусмотренного проектом.

Автоматизированная система управления трубопроводной системой должна проектироваться с учетом требований ГОСТ Р МЭК 61511-1-2018 и иметь аппаратное резервирование.

Противоаварийная система защиты трубопровода должна проектироваться с учетом требований ГОСТ 12.2.085-2017.

## **7 Нагрузки**

### **7.1 Общие положения**

Расчет нагрузок на проектируемый трубопровод должен быть выполнен с учетом СП 38.13330.2018, СП 378.1325800.2017.

В настоящем разделе определяются нагрузки, которые проверяются на предмет предельных состояний в разделе 5, включая:

- сценарии нагрузок;
- классификация нагрузок по сценариям;
- эффекты проектных нагрузок;
- характеристическая нагрузка;
- комбинации факторов эффектов нагрузки;
- расчеты эффекта нагрузки.

Настоящий раздел относится ко всем элементам подводной трубопроводной системы.

В настоящем разделе приводятся нагрузки, связанные с их неопределенностью, и их значение для различных предельных состояний.

Все нагрузки и смещения под действием сил, которые могут повлиять на трубопровод, должны быть учтены. По каждому поперечному сечению или части рассматриваемой системы и по каждому возможному режиму анализируемых отказов должны быть рассмотрены все соответствующие комбинации нагрузок, которые могут действовать одновременно.

Должен быть рассмотрен наиболее неблагоприятный сценарий нагрузки по всем релевантным фазам и условиям. Типовыми сценариями, которые должны рассматриваться в проекте, являются следующие:

- транспортировка;
- установка;
- состояние после прокладки;
- системное испытание под давлением;
- эксплуатация;
- отключение.

Категории нагрузок описываются в 7.2, 7.3 и 7.4.

Если нагрузка не классифицируется по аварийной категории, она может быть классифицирована как:

- функциональная нагрузка;
  - нагрузка от окружающей среды;
  - интерференционная нагрузка.
- Нагрузки на конструкцию должны описаны в 7.4. Случайные нагрузки описаны в 7.6.

## **7.2 Функциональные нагрузки**

Нагрузки, связанные с эксплуатацией трубопроводной системы, должны классифицироваться как функциональные нагрузки.

При определении функциональных нагрузок должны рассматриваться следующих условия:

- вес;
- реакции от судов-трубоукладчиков (натяжное устройство, правильный пресс для труб, стингеры/ролики);
- внешнее гидростатическое давление;
- статические гидродинамические силы при установке;
- реакции грунта на вертикальных коленах трубопровода;
- внутреннее давление;
- температура содержимого трубопровода;
- предварительное напряжение;
- реакции компонентов (фланцы, зажимы и т.р.);

- постоянная деформация несущей конструкции;
- покрытие (грунт, порода, подбетонка);
- реакция морского дна (трение и вращательная жесткость);
- постоянная деформация вследствие проседания грунта, как вертикального, так и горизонтального;

- постоянная деформация вследствие поднятия грунта при промерзании;
- изменение аксиального трения при промерзании;
- возможные нагрузки вследствие столкновения со льдом, например, вспучивание вокруг заглубленных трубопроводов вблизи фиксированных точек (линейные клапаны/переходники, фиксированные установки и т.д.), дрейфующий лед.

- нагрузки, связанные с операциями внутритрубной очистки/контроля.

Вес должен учитывать собственный вес трубы, подъемную силу в воде, содержимое, покрытие, аноды, обрастание морскими организмами и оборудование, содержащееся на трубопроводе.

Должны быть учтены величины переходного давления при технологических операциях (например, закрытия запорной арматуры).

Должна учитываться температура внутренней среды и внешней окружающей среды, а также профили температуры при следующих сценариях:

- максимальная и минимальная проектная (значения, повторяющиеся раз в сто лет) температура эксплуатации;
- репрезентативные температуры при эксплуатации;
- репрезентативные температуры при установке, в состоянии после прокладки, при наполнении трубопровода водой и испытании под давлением.

Примечание - Температура обычно определяется для тела трубы, но может потребоваться определение температуры для анодов, покрытий и т.п.

Должны быть учтены значения локальной минимальной температуры (например, на участках трубопроводов с запорно-регулирующей арматурой).

При определении усталостной прочности должны быть учтены колебания температуры.

Должны быть учтено предварительное напряжение трубопровода (например, на криволинейных участках или на участках постоянного растяжения трубопроводов).

Силы предварительного напряжения, образуемые болтами во фланцах, соединениями и опорными конструкциями, должны классифицироваться как функциональные нагрузки.

При необходимости, может учитываться давление грунта, действующее на трубопроводы.

Должны быть определены внутренние давления трубопроводов: испытательное давление, рабочее давление, проектное давление (если применимо) и аварийное давление.

Местное (локальное) внутреннее давление определяется как опорное давление, скорректированное относительно давления столба жидкости, следующими формулами

$$p_{li} = p_{inc} - \rho_{cont} \cdot g \cdot (h_l - h_{ref}) \quad (1)$$

$$p_{lt} = p_t - \rho_t \cdot g \cdot (h_l - h_{ref}) \quad (2)$$

$$p_{inc} = p_d \cdot \gamma_{inc} \quad (3)$$

где:  $p_{li}$  - локальное аварийное давление;

$p_{inc}$  - аварийное опорное давление на базисной высотной отметке;

$\rho_{cont}$  - плотность среды, содержащейся в трубопроводе;

$g$  = гравитация;

$h_{ref}$  - высотная отметка в базисной точке (положительно вверх);

$h_l$  - высотная отметка в точке локального давления (положительно вверх);

$p_{lt}$  - локальное испытательное давление системы;

$p_t$  - опорное испытательное давление системы на базисной высотной отметке;

$\rho_t$  - плотность соответствующей испытательной среды в трубопроводе;

$p_d$  - проектное давление на базисной высотной отметке;

$\gamma_{inc}$  - соотношение нештатного давления и проектного давления.

### 7.3 Нагрузки от окружающей среды

Рекомендации по расчету нагрузок окружающей среды приводятся в документе DNVGL-RP-C205.

Должна быть оценена вероятность вибраций вследствие циклических ветровых нагрузок.

Должны быть рассмотрены все источники гидродинамических нагрузок, включая волны, течения, а также косвенные силы, например, вызванные движением судна.

Вызываемые течением тяговые и подъемные силы, действующие на подводную трубопроводную систему, должны быть определены и совмещены с силами, вызванными волнами. При определении соответствующих гидродинамических характеристик могут быть применены данные результатов испытания моделей или другие обоснованные методы.

Должно быть учтены:

- направление волн, волны с короткими гребнями, рефракция волн и изменение высоты волны на мелководье, эффекты экранирования и отражения;

- изменения амплитуды и направления скорости течения в зависимости от глубины воды;

- сооружения, конструкции и оборудование, расположенные рядом с трубопроводом и на трубопроводе, влияющие на действия волн и течений, а также возможные вибрации, вызванные завихрением потока воды;

- повышенные нагрузки вследствие обрастания морскими организмами.

Нагрузки от приливов должны рассматриваться, если глубина воды учитывается при определении воздействия волн или непосредственной близости берега.

Ледовые нагрузки рассчитываются с учетом раздела 7 СП 38.13330.2018.

Возможность повреждения и ударов вследствие дрейфующего льда должна рассматриваться для береговых подходов и зон, где лед может столкнуться с подводной трубопроводной системой.

В случае обледенения подводной трубопроводной системы или судов, должны учитываться следующие силы:

- вес льда;
- ударные силы вследствие таяния льда;
- силы вследствие расширения льда;
- увеличение ветровых нагрузок, сил от волн и течений.

Нагрузка, оказываемая землетрясением непосредственным или косвенным образом, должна классифицироваться как аварийная нагрузка или нагрузка от



окружающей среды, в зависимости от вероятности наступления землетрясения одновременно с аварийными нагрузками.

Нагрузки от окружающей среды можно классифицировать как ограничивающие эксплуатацию или неограничивающие.

Эксплуатация, ограничиваемая погодными условиями, может быть начата при благоприятном прогнозе погодных условий, которые соответствуют проектным условиям эксплуатации. Также на период эксплуатации должна быть учтена неопределенность в прогнозе погоды.

При рассмотрении проектных нагрузок от окружающей среды необходимо принимать наиболее неблагоприятную комбинацию и направление одновременно действующих нагрузок.

Эффект характеристической нагрузки от окружающей среды при монтаже  $L_E$  определяется как наиболее вероятный максимальный эффект нагрузки для заданного состояния поверхности моря и соответствующих условий течения и ветра, согласно следующей формуле

$$F(L_E) = 1 - \frac{1}{N} \quad (4)$$

где:  $F(L_E)$  это кумулятивная функция распределения  $L_E$ , а  $N$  — это число циклов эффекта нагрузки при заданном состоянии поверхности моря в течение не менее 3-х часов.

Для соответствующего периода повторяемости нагрузок должна приниматься наиболее критическая комбинация эффектов нагрузки. Если не известны корреляции между различными компонентами нагрузок от окружающей среды (например, ветер, волны, течение или лед), могут использоваться характеристические комбинированные нагрузки от окружающей среды, приведенные в таблице 6.

Таблица 6 - Комбинации характеристических нагрузок от окружающей среды

Ветер	Волны	Течение	Лед	Землетрясение
Постоянное условие				
100 лет	100 лет	10 лет		
10 лет	10 лет	100 лет		
10 лет	10 лет	10 лет	100 лет	

Ветер	Волны	Течение	Лед	Землетрясение
10 лет	10 лет	10 лет		100 лет <sup>2)</sup>
Временное условие				
10 лет	10 лет	1 год		
1 год	1 год	10 лет		
1 год	1 год	1 год	10 лет	
1 год	1 год	1 год		10 лет <sup>2)</sup>

#### 7.4 Нагрузки, возникающие в процессе строительства

Нагрузки, возникающие в процессе строительства, включают:

- укладку труб в штабеля;
- нагрузки на трубы при транспортировке;
- погрузо-разгрузочные работы с трубами и трубными секциями, например, подъем труб, трубных соединений, трубных плетей и катушек, и сматывание трубных плетей;
- статические и динамические монтажные нагрузки;
- затаскивание в местах выхода подводного трубопровода на берег, обеспечение ответвлений, укладка в траншею и т.п.;
- испытание под давлением;
- динамические нагрузки от предварительных пуско-наладочных работ, например, промывка и обезвоживание посредством скребков.

#### 7.5 Нагрузки в следствии работ, производимых третьими сторонами

Типовые нагрузки в следствии работ, производимых третьими сторонами, включают столкновения с тралом, якорным креплением, столкновения с судами и повреждения падающими объектами. Рекомендации по расчету таких нагрузок приводятся в DNVGL-RP-F111 Раздел 4.

При расчете энергии удара при тралении должно учитываться следующее:

- вес и скорость траловой оснастки;

- эффективная добавленная масса и скорость.

## **7.6 Экстремальные нагрузки**

Нагрузки, которые оказываются на трубопроводную систему при нештатных ситуациях с вероятностью события менее  $10^{-2}$  в течение года (период повторяемости 1 раз в 100 лет), должны классифицироваться как экстремальные нагрузки.

Типовые экстремальные нагрузки могут быть следующими:

- экстремальные нагрузки от волн и течений;
- удары судов и других дрейфующих объектов (столкновение, посадка на мель, затопление, айсберг);
- падающие грузы;
- внутреннее избыточное давление;
- смещение морского дна и/или грязевые оползни;
- взрыв;
- воспламенение и тепловой поток;
- аварийное заполнение водой вследствие коррозии;
- неисправность в работе оборудования;
- траление якорей.

## **7.7 Проектные нагрузки**

Нормативные расчетные нагрузки, воздействия и возможные их сочетания следует принимать в соответствии с требованиями СП 20.13330, СП 38.13330 и СП 378.1325800.2017.

# **8 Проектирование. Расчетные критерии**

## **8.1 Общие сведения**

### **8.1.1 Цель раздела**

Целью настоящего раздела является обеспечение расчетных и допустимых критериев для возможных видов отказов конструкций трубопроводных систем.

### **8.1.2 Применение**

8.1.2.1 В настоящем стандарте не содержится ограничений по глубине воды. Однако если настоящий стандарт распространяется на трубопроводы, проектируемые для глубоких мест, для которых опыт ограничен, особое внимание должно быть уделено:

- другим механизмам отказов;
- достоверности области изменения параметров;
- другим нормативным нагрузкам и сочетаниям нагрузок, динамическим явлениям.

8.1.2.2 Настоящий стандарт не устанавливает каких-либо явных ограничений в отношении упругих деформаций или колебаний при условии, что при прочностном расчете учтены влияния значительных перемещений и динамического поведения, в том числе усталостное влияние колебаний, заземления и ретчетинг.

8.1.2.3 Методы механических испытаний, химического анализа и коррозионных испытаний применяемых материалов представлены в приложении А.

8.1.2.4 Для частей подводной трубопроводной системы, которые захватывают береговую зону, дополнительные требования приводятся в Приложении Д.

8.1.2.5 На сварные спиральношовные трубы накладываются следующие требования:

- если требуется дополнительное требование Д (свойства остановки разрушения), для развивающегося разрушения должна быть проведена оценка возможности развития разрушения от одного сварного стыка труб до другого;
- проведенные испытания на воздействие наружного давления должны быть документально подтверждены;
- расчеты должны быть основаны на условии контролируемых нагрузок, если не будет документально подтверждена осуществимость применения условия контролируемых деформаций.

Примечание - Ограничения на остановку разрушений и условие контролируемых нагрузок обусловлены ограниченным опытом, касающимся сварных спиральношовных труб, подверженных лавинным разрушениям или значительным деформациям.

8.1.2.6 Предельные состояния при локальном продольном изгибе (см. 8.4.3 – 8.4.6) применимы только к трубопроводам, которые являются прямыми в ненапряженном состоянии, и не применимы к изогнутым секциям.

## 8.2 Принципы расчетов и материалы

### 8.2.1 Трассировка трубопровода

8.2.1.1 Трубопроводы должны быть защищены от ударных нагрузок при механическом взаимодействии.

8.2.1.2 Пересекающиеся трубопроводы должны быть разделены минимальным расстоянием по вертикали, равным 0,3 м. Должны быть учтены электрические воздействия между электрическими кабелями и трубопроводами.

8.2.1.3 Трубопроводы должны быть защищены от неприемлемых повреждений, вызываемых, например, падающими объектами, рыболовными снастями, кораблями, бросаемыми якорями и т.п., а также следует избегать расположения трубопроводов внутри зон погрузки платформ. Защита может быть достигнута за счет одной или комбинации следующих мер:

- бетонное покрытие;
- заглубление;
- защита (например, песком, гравием, матами);
- другая механическая защита.

8.2.1.4 При проектировании защитных конструкций должна быть как следует оценена относительная осадка между защитной конструкцией и трубопроводной системой и она должна охватывать весь расчетный срок эксплуатации трубопроводной системы. Между элементами трубопровода и элементами защитной конструкции должен быть обеспечен соответствующий зазор, чтобы избежать обрастания.

8.2.1.5 Присоединение к трубопроводам и другим деталям, работающим под давлением, следует сваривать через накладные листы, а не непосредственно к деталям трубопровода/работающим под давлением. Накладные листы должны полностью охватывать кольцевые муфты, если нет, они должны быть круглыми. Накладные листы применяются для распределения напряжений, чтобы уменьшить риск появления трещин в трубе.

8.2.1.6 Для деталей конструкции и накладных листов, привариваемых непосредственно к деталям, находящимся под давлением, справедливо следующее:

– проектирование должно выполняться по всем релевантным режимам отказа, например, пластическая деформация, усталость и разрушение;

– для дуплексной нержавеющей стали и мартенситной нержавеющей стали 13Cr анализ напряжений должен выполняться в каждом случае, с целью определения того, что локальные напряжения не вызовут водородного растрескивания под напряжением.

– приваривание непосредственно к деталям, работающим под давлением, должно выполняться в соответствии с квалифицированными сварочными процедурами, приведенными в Приложении С.

– неразрушающий контроль должен выполняться для подтверждения конструктивной целостности деталей, работающих под давлением.

– расстояние между стыками сварных швов должно составлять, как минимум,  $2 \times t$  или 50 мм, в зависимости от того, какое расстояние больше.

8.2.1.7 При проектировании накладных листов (наклепышей) справедливо следующее:

– Продольные сварные швы полностью облегающих кольцевых муфт должны выполняться с защитными стальными лентами, предотвращающими проникновение материалов в магистральный трубопровод, за исключением случаев, когда они в состоянии сборки и скользящие.

– Сварные швы между накладными листами и деталями под давлением должны быть непрерывными

и выполняться таким образом, чтобы минимизировать риск растрескивания корня шва и скрытых трещин.

8.2.1.8 Круговые швы не должны покрываться накладными листами, зажимами или иными позициями.

Для обеспечения необходимого неразрушающего контроля, защиты от коррозии (покрытия, аноды или исходные данные для других оценок на коррозию) и обнаружения утечек во время заводских приемо-сдаточных испытаний, не применяется требование для покрытия сварного шва. Для заводских приемо-сдаточных, основанных на перепаде давления, не допускается установка барьеров давления, то есть давление, возрастающее в полости, должно находиться под контролем или его следует избегать.

8.2.1.9 Выполнение швов сваркой в косой стык для коррекции углового смещения более чем на 2 градуса между осью двух смежных труб не допускается, а

ряд смещений целевого назначения не допускается при определении изгиба. Должна быть проведена оценка моментов, вызванных смещением и усилием в направлении оси. Для нагрузок, приводящих к текучести, должны проводиться подробные расчеты.

8.2.1.10 Трубопроводы, которые должны пропускать внутритрубные инспекционные приборы и очистные устройства должны соответствовать требованиям для прохождения внутритрубных инспекционных приборов и очистных устройств.

Рекомендуется, чтобы изогнутые секции (колена) рассчитывались с радиусом не менее 5-ти номинальных внутренних диаметров трубы (колена с радиусом 5D). Колена с радиусом 3D приемлемы, если внутритрубные инспекционные приборы и очистные устройства рассчитаны для них, при этом должно быть учтено следующее:

- длина скребка;
- диаметр корпуса скребка;
- положение уплотняющих и направляющих дисков;
- материал и размер дисков;
- положение проходного шаблона.

Кроме того, должна быть выполнена предварительная подгонка.

## 8.2.2 Условия испытаний системы давлением

8.2.2.1 Герметичность трубопроводной системы обеспечивается следующим:

- проектными условиями и коэффициентом запаса прочности;
- техническими требованиями к изготовлению;
- испытаниями под давлением всех деталей, работающих под давлением.

Для одиночных соединительных элементов, являющихся деталями трубопроводов после испытания давлением, применяется:

- дополнительный неразрушающий контроль последних кольцевых сварных швов, которые не подвергаются испытанию давлением;
- детали трубопроводов должны быть испытаны внешним давлением после монтажа.

Примечание – Врезные фланцы и муфты могут быть проверены на герметичность внешним давлением, чтобы выявить утечку. Если детали трубопроводов не подвергаются

испытанию давлением, должно выполняться испытание на герметичность внешним давлением.

8.2.2.2 Трубопроводная система должна пройти системное испытание под давлением после монтажа.

8.2.2.3 Трубопроводы, имеющие отрицательные результаты испытаний давлением, могут обеспечивать целостность альтернативными средствами.

Альтернативные средства для испытания системы под давлением могут быть рассмотрены в том случае, если выполняются следующие условия:

- секция трубопровода не содержит несварных соединений, если они не были отдельно подвергнуты испытаниям после установки в трубопроводной системе;
- стальные трубопроводы C-Mn с маркой стали меньшей или равной X70.
- трубопроводы, состоящие из бесшовных или сварных соединений.
- сварка, включая ремонт сваркой электродами с целлюлозным покрытием, не допускается.

– трубопровод не должен подвергаться номинальным продольным деформациям при растяжении более чем на 0,4% от заводского испытания перед пуско-наладочными работами.

8.2.2.5 Оценка риска должна проводиться с учетом не только риска, связанного с элементами вышеуказанного системного подхода, но и других аспектов, на которые влияет замена испытания системы под давлением.

8.2.2.6 При системном испытании под давлением должны быть соблюдены все предельные состояния по низкому классу безопасности согласно 8.4.

8.2.2.7 Рекомендации по испытанию трубопроводной системы под давлением, включая все предпусковые операции, приведены в DNVGL-RP-F115.

### 8.2.3 Мониторинг/контроль при эксплуатации

8.2.3.1 На стадии проектирования должны быть определены параметры, которые нарушают целостность трубопроводной системы. Для этих параметров должны предприняты меры для предотвращения повреждения трубопроводной системы.



8.2.3.2 Требования, влияющие на безопасность и надежность трубопроводной системы, должны быть идентифицированы на этапе проектирования и указаны в проектной документации.

### **8.3 Расчеты нагрузок и несущей способности**

#### 8.3.1 Условия нагружения

8.3.1.1 Следует учитывать различия между:

- условием контролируемых нагрузок (LC условие);
- условием контролируемых перемещений (DC условие).

К этим двум условиям применяются различные проверочные расчеты.

8.3.1.2 Условие контролируемых нагрузок - это такое состояние, при котором реакции конструкции в первую очередь определяются прикладываемыми нагрузками.

8.3.1.3 Условие контролируемых перемещений - это такое состояние, при котором реакции конструкции в первую очередь определяются наложенными геометрическими перемещениями.

8.3.1.4 Расчетный критерий контролируемых нагрузок всегда может применяться вместо расчетного критерия контролируемых перемещений.

Примечание - Примером чистого состояния контролируемых перемещений является изгиб трубопровода в соответствии с формой непрерывной криволинейной конструкции, такой как J-труба или катушка. В этом случае все диктуется кривизной оси трубы, но изгиб в кольцевом направлении, который ведет к оваллизации, определяется взаимодействием между кривизной оси и внутренними усилиями, обусловленными кривизной.

Менее четкий пример - трубопровод, соприкасающийся с роликами стингера баржи-трубоукладчика. В принципе конфигурация трубопровода должна соответствовать роликам, и в этом смысле действует условие контролируемых перемещений. Однако на местном уровне изгиб трубы между роликами определяется взаимодействием между весом и растяжением и относится к контролируемым нагрузкам. Наконечник стингера, однако, будет всегда находиться в условиях контролируемых нагрузок.

Другой промежуточный случай - криволинейный компенсатор, находящийся в

контакте с морским дном. Расширение трубопровода, вызываемое температурой и давлением, накладывает перемещение на концевую часть компенсатора. Реакция самого компенсатора как конструкции оказывает незначительное воздействие на смещение в результате расширения, и реакция в первую очередь относится к контролируемым перемещениям. Однако боковое сопротивление перемещениям компенсатора по морскому дну также играет существенную роль и вводит некоторую степень действия в условия контролируемых нагрузок.

Эти примеры показывают, что во многих случаях простого разграничения между контролируемыми нагрузками и контролируемыми перемещениями определить нельзя. Выбор должен основываться на экспертном выборе определяющих нагрузок.

8.3.1.5 Для использования критерия местной потери устойчивости, основанного на контролируемых перемещениях, требуется уровень I неразрушающего контроля для труб.

### 8.3.2 Определение результатов действия нагрузок

8.3.2.1 Расчет должен быть основан на принятых принципах статики, динамики, прочности материалов и механики грунтов.

8.3.2.2 Для расчета результатов действия нагрузок могут использоваться упрощенные методы расчета при условии, что они консервативны. В комбинации с теоретическими расчетами или вместо них могут потребоваться испытания на моделях. Испытания на моделях или натурные испытания могут потребоваться и в тех случаях, когда теоретические методы не подходят.

8.3.2.3 Должны быть учтены все нагрузки и вынужденные перемещения, которые могут оказать влияние на работоспособность трубопровода. Для каждого рассматриваемого поперечного сечения или части системы и для каждого возможного вида отказа должны быть учтены все соответствующие сочетания нагрузок, которые могут действовать одновременно.

8.3.2.4 При определении реакций на динамические нагрузки должны быть приняты в расчет динамические явления, если они кажутся существенными.

8.3.2.5 Определение результатов действия нагрузок должно проводиться с применением номинальных размеров поперечных сечений.

8.3.2.6 Расчет результатов действия нагрузок должен основываться на нормативных значениях.

8.3.2.7 Возможное благоприятное упрочняющее действие утяжеляющего покрытия на стальную трубу не должно учитываться, если эффект упрочнения не имеет документального подтверждения. Покрытие, которое добавляет трубе существенную жесткость при изгибе, может увеличивать напряжения/деформации в трубе в каких-либо местах нарушения сплошности покрытия (например, у монтажных стыков). Если необходимо, это влияние должно учитываться.

8.3.2.8 Возможное благоприятное упрочняющее воздействие на стальную трубу плакирования или футеровки не должно учитываться в расчетах, если эффект упрочнения не имеет документального подтверждения.

8.3.2.9 Эквивалентное продольное усилие, которое определяет общую реакцию трубопровода, обозначается через  $S$ . Растягивающая сила считается положительной

$$S = N - p_i A_i + p_e A_e = N - \frac{\pi}{4} (p_i (D - 2t)^2 - p_e D^2). \quad (5)$$

8.3.2.10 В условиях непосредственно после укладки, когда температура и внутреннее давление трубы такие же, как и при укладке трубопровода,  $S = H$ , где  $H$  - действующее (остаточное) растягивающее усилие от укладки.

8.3.2.11 Эквивалентное продольное усилие полностью заземленной трубы в области линейных упругих напряжений равно (если труба идеализируется как тонкостенная)

$$S = H - \Delta p_i \cdot A_i (1 - 2\nu) - A_s \cdot E \cdot \alpha \cdot \Delta T, \quad (6)$$

где  $\Delta p_i$  - приращение внутреннего давления по сравнению с его значением непосредственно после укладки;

$\Delta T$  - температурный перепад по отношению к состоянию непосредственно после укладки.

### 8.3.3 Нормативная толщина стенки

8.3.3.1 Несущая способность по внутреннему давлению должна быть рассчитана, основываясь на толщине стенки, следующим образом:

- условия заводских испытаний давлением и испытаний системы давлением

$$t_1 = t - t_{fab}; \quad (7)$$

- условия эксплуатации

$$t_1 = t - t_{fab} - t_{corr}. \quad (8)$$

8.3.3.2 Несущая способность, за исключением несущей способности по внутреннему давлению, должна быть рассчитана, основываясь на толщине стенки, следующим образом:

- строительство (монтаж) и испытания системы давлением

$$t_2 = t; \quad (9)$$

- в ином случае

$$t_2 = t - t_{corr}. \quad (10)$$

8.3.3.3 В приведенных выше расчетах толщины должна учитываться коррозия перед началом эксплуатации.

8.3.3.4 Требования к минимальной толщине стенки приведены в 8.2.4.

8.3.3.5 Толщина стенки для расчетов устойчивости дана в 8.5.4.4.

### 8.3.4 Определение напряжений и деформаций

8.3.4.1 Для определения напряжений и деформаций при необходимости должны быть учтены коэффициенты концентрации напряжений.

Примечание - Должно быть проведено различие между общей и местной концентрацией напряжений.

Местные концентрации напряжений (которые могут быть вызваны элементами, присоединенными сваркой, собственно сварными швами или особыми местными неоднородностями) будут воздействовать на трубу только локально и, как правило, учитываются при оценке усталости и разрушений. Общие концентрации напряжений (такие как увеличение напряжений в монтажных стыках вследствие бетонирования, которое обычно распространяется на один диаметр) оказывают влияние на трубу. Они должны быть учтены при оценке потери устойчивости в случае изгиба, а также при оценке усталости и разрушений.

8.3.4.2 Если имеют место пластические деформации, должны быть рассчитаны и учтены коэффициенты концентрации деформаций (SNCF). SNCF необходимо уточнять с учетом нелинейной зависимости "напряжение-деформация" для соответствующего уровня нагрузок.

8.3.4.3 Концентрации деформаций должны быть учтены при рассмотрении:

- неравномерной деформации, вызванной изменениями фактического предела текучести материала и деформационной способностью к упрочнению стыков труб и материала сварного шва вследствие значительного разброса свойств материала;
- изменений площади поперечного сечения (фактического диаметра или толщины стенки) стыкуемых труб;
- влияния покрытия на увеличение жесткости и разброса толщины покрытия;
- снижения предела текучести в монтажных стыках из-за высокой температуры, которая достигается при нанесении покрытия на монтажные стыки при монтаже;
- отклонений (в меньшую и большую стороны) фактического предела текучести металла сварного шва по отношению к фактическому пределу текучести основного металла трубы.

8.3.4.4 Накопленные пластические деформации определяют как сумму приращений пластических деформаций, вне зависимости от их знака и направления. Приращения деформаций должны отсчитываться от момента окончания изготовления труб.

8.3.4.5 Приращение пластических деформаций должно отсчитываться от точки, в которой график зависимости "напряжения-деформации" материала отклоняется от линейной зависимости (см. рисунок 2).

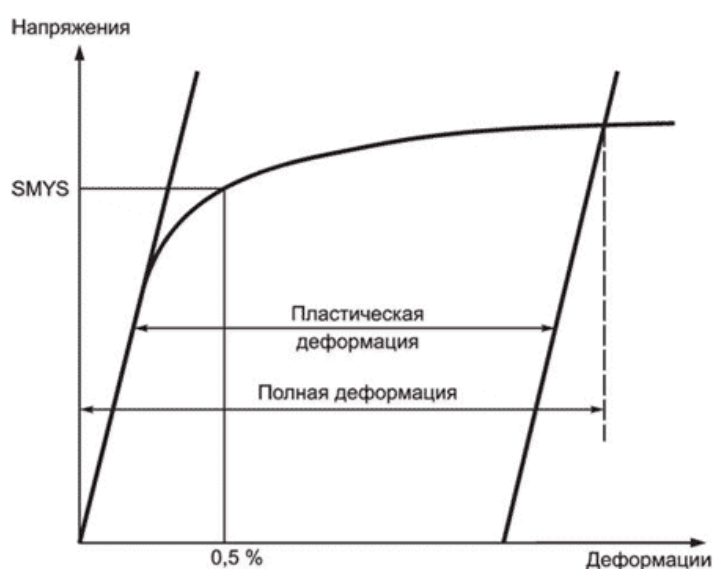


Рисунок 2 - Определение пластических деформаций

8.3.4.6 Интенсивность пластических деформаций  $\varepsilon_p$  определяется по формуле

$$\varepsilon_p = \sqrt{\frac{2}{3}(\varepsilon_{pL}^2 + \varepsilon_{pH}^2 + \varepsilon_{pR}^2)}, \quad (11)$$

где  $\varepsilon_{pL}$  - пластическая часть главной продольной деформации;

$\varepsilon_{pH}$  - пластическая часть главной кольцевой деформации;

$\varepsilon_{pR}$  - пластическая часть главной радиальной деформации.

**Примечание** - Предел текучести определяется как напряжение, при котором общая деформация составляет 0,5%. Например, для С-Мп стали марки 415 деформация одного направления в 0,5% соответствует упругой деформации, приблизительно равной 0,2%, и 0,3%-ной пластической деформации.

## 8.4 Предельные состояния

### 8.4.1 Общие указания

8.4.1.1 При проектировании должны быть учтены все соответствующие виды отказов, сформулированные как предельные состояния. Предельные состояния должны быть отнесены к одной из следующих четырех категорий:

- первая категория предельных состояний ULS (предельные состояния по критериям несущей способности);
- вторая категория предельных состояний SLS (предельные состояния по критериям пригодности к нормальной эксплуатации);
- третья категория предельных состояний FLS (предельные состояния по критериям усталостной прочности);
- четвертая категория предельных состояний ALS (предельные состояния по критериям аномальных воздействий и аварийных ситуаций).

8.4.1.2 В качестве минимальных требований райзеры и трубопроводы должны быть рассчитаны на отказы следующих возможных видов:

Предельные состояния по критериям несущей способности ULS:

- предельное состояние овализации, ретчетинга;
- предельное состояние накопленных пластических деформаций;

- повреждения, обусловленные утяжеляющим покрытием или его потерей.

Предельные состояния по критериям пригодности к нормальной эксплуатации

SLS:

- предельное состояние разрыва (разрушения);

- предельное состояние овализации/ретчетинга (если оно вызывает общий отказ);

- предельное состояние местной потери устойчивости (предельное состояние местной потери устойчивости стенки трубы);

- предельное состояние общей потери устойчивости (обычно для условия контролируемых нагрузок);

- предельное состояние лавинного разрушения и лавинного смятия;

- удар.

Предельные состояния по критериям усталостной прочности FLS:

- усталость вследствие циклических нагрузок.

Предельные состояния по критериям аномальных воздействий и аварийных ситуаций ALS:

- критическое предельное состояние из-за редких нагрузок.

8.4.1.3 Все предельные состояния должны соответствовать нагрузкам всех заданных сочетаний. Предельное состояние для условий контролируемых нагрузок и контролируемых перемещений может быть различным.

8.4.1.4 На рисунке 3 представлена сводная информация о требуемых проверочных расчетах.

Цикл расчета должен повторяться для каждой соответствующей стадии

8.4.1.5 Для соответствующих стадий и условий должны быть удовлетворены все предельные состояния. Типовые условия, которые должны быть рассмотрены в расчетах:

- монтаж;

- состояние непосредственно после укладки;

- испытание системы давлением;

- эксплуатация;

- остановка (отключение).

8.4.2 Формат предельного состояния

8.4.2.1 Формат расчетов в настоящем стандарте основан на формате LRFD.

8.4.2.2 На основании потенциальных последствий отказов трубопровод должен быть отнесен к соответствующему классу безопасности (см. 5.3.4). Класс безопасности может быть различным для различных стадий эксплуатации и различного местоположения.

8.4.2.3 Уровень безопасности считается удовлетворительным, если расчетный результат действия нагрузки ( $L_d$ ) не превосходит расчетного сопротивления ( $R_d$ )

$$L_d \leq R_d \quad (12)$$



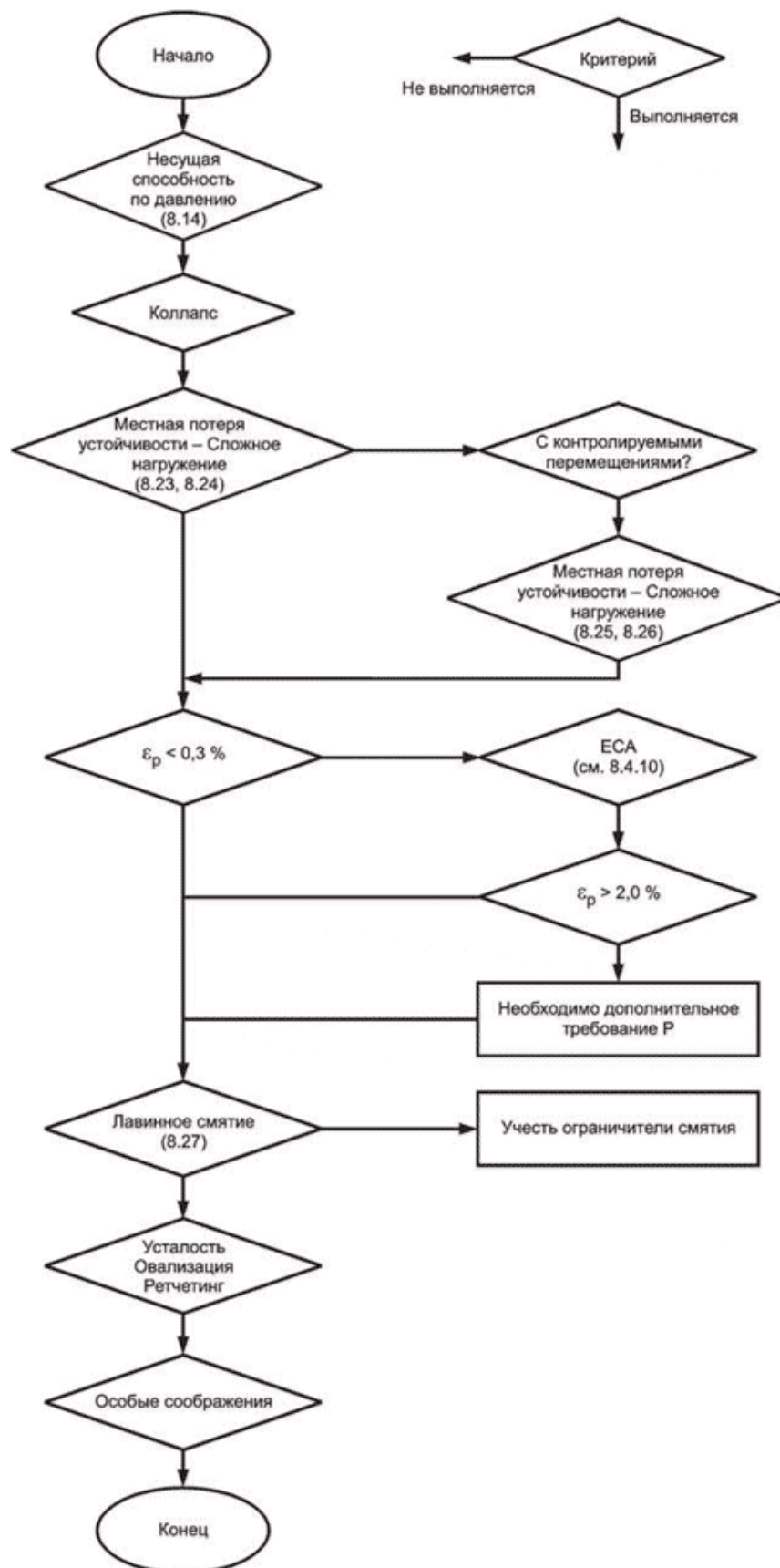


Рисунок 3 - Схема проведения расчетов конструкции

8.4.2.4 Расчетная нагрузка в общем виде может быть выражена следующим образом

$$L_d = L_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + L_E \cdot \gamma_E + L_A \cdot \gamma_A \cdot \gamma_C. \quad (13)$$

В специфических формах это соответствует следующему:

$$M_d = M_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + M_E \cdot \gamma_E + M_A \cdot \gamma_A \cdot \gamma_C,$$

$$\varepsilon_d = \varepsilon_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + \varepsilon_E \cdot \gamma_E + \varepsilon_A \cdot \gamma_A \cdot \gamma_C,$$

(14)

$$S_d = S_F \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C + S_E \cdot \gamma_E + S_A \cdot \gamma_A \cdot \gamma_C,$$

$$\Delta p_d = \gamma_p \cdot (p_{ld} - p_e).$$

Коэффициенты результатов действия нагрузок  $\gamma_F$ ,  $\gamma_E$ ,  $\gamma_A$ ,  $\gamma_p$  и  $\gamma_C$  приведены в таблицах 8.5 и 8.6. Эти коэффициенты применимы ко всем классам безопасности. Определение нормативных значений результатов действия функциональных и природных нагрузок приведено в 7.2.2 и 7.3.6.

Примечание - Для режима испытаний системы давлением местное испытательное давление рассматривается как аварийное давление. Для того чтобы рассчитать  $p_{ld}$ , входящее в приведенное выше выражение  $\Delta p_d$ , местное испытательное давление должно рассчитываться как

$$\Delta p_d = \gamma_p \left( \frac{p_t}{\gamma_{inc}} + \rho_t g h_{ref} - p_e \right),$$

где  $h_{ref}$  - вертикальное расстояние между рассматриваемой точкой и базовой высотой, а  $\gamma_{inc}$  должно равняться 1,1. Тот же подход применяется в случае, когда используется давление отключения.

8.4.2.5 Расчетное сопротивление  $R_d$  обычно может быть выражено как

$$R_d = \frac{R_k(f_k)}{\gamma_{SC} \cdot \gamma_m}. \quad (15)$$

Нормативное сопротивление материала  $f_k$  приведено в 8.2.6.

8.4.2.6 Коэффициент надежности по материалу  $\gamma_m$  зависит от вида предельного состояния и определяется по таблице 7.

Таблица 7 - Коэффициент надежности по материалу  $\gamma_m$

Обозначение коэффициента предельного состояния	Значение коэффициента надежности для	
	SLS/ULS/ALS	FLS
$\gamma_m$	1,15	1,00

8.4.2.7 Коэффициент безопасности  $\gamma_{SC}$  зависит от класса безопасности и приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Коэффициенты безопасности  $\gamma_{SC}$

Вид расчета	Коэффициент безопасности для класса безопасности		
	низкого	нормального	высокого
Расчет на действие внутреннего давления <sup>1)</sup>	1,046 <sup>2), 3)</sup>	1,138	1,308 <sup>4)</sup>
<p><sup>1)</sup> Число значащих цифр задается для того, чтобы это соответствовало требованиям коэффициентов по стандарту ИСО.</p> <p><sup>2)</sup> Класс безопасности "Низкий" определяется при испытании системы давлением, которое, в соответствии с требованиями, проводится при давлении на 3% выше аварийного давления. Следовательно, при работе с классом безопасности "Низкий" коэффициент безопасности будет на 3% выше.</p> <p><sup>3)</sup> Для испытаний системы давлением <math>\alpha_U</math> должен быть равен 1,00, что задает допускаемые кольцевые напряжения в 96% SMYS как для материалов, которые удовлетворяют дополнительным требованиям U, так и для материалов, не удовлетворяющих им.</p> <p><sup>4)</sup> Для участков трубопроводов с классом местоположения 1 может применяться коэффициент для класса безопасности "Нормальный", равный 1,138.</p>			

### 8.4.3 Коэффициенты надежности по нагрузкам и сочетания нагрузок

8.4.3.1 Каждая часть трубопроводной системы должна быть рассчитана на наименее благоприятное сочетание нагрузок из приведенных в таблице 9. На сочетание нагрузок  $\alpha$  и  $\beta$  ссылаются в 8.4.5 посредством определения в уравнении (8.12).

Таблица 9 - Коэффициенты надежности по нагрузкам и сочетания нагрузок

Предельное состояние	Сочетание нагрузок	Значения коэффициента надежности по нагрузкам			
		функциональные <sup>1)</sup>	природные	случайные	от давления
		$\gamma_F$	$\gamma_E$	$\gamma_A$	$\gamma_P$
SLS и ULS	$\alpha$	1,2	0,7	-	1,05
	$\beta$	1,1	1,3	-	1,05
FLS		1,0	1,0	-	1,0
ALS		1,0	1,0	1,0	1,0

<sup>1)</sup> Если действие функциональной нагрузки снижает результаты действия сочетания нагрузок,  $\gamma_F$  должно быть принято, как 1/1,1.

8.4.3.2 Сочетание нагрузок  $\alpha$  из таблицы 9 учитывается при наличии влияния трубопроводной системы. Поэтому оно не учитывается для местных проверочных расчетов, которые обычно предназначены для  $\sigma_h > 0$  в сочетании с другими нагрузками.

8.4.3.3 Нагрузки, приведенные в разделе 7, должны рассматриваться для всех стадий расчета, относящихся к трубопроводной системе.

8.4.3.4 Коэффициент условий работы применим к условиям, перечисленным в таблице 10.

Таблица 10 - Коэффициенты условий работы

Наименование условия работ	Значение коэффициента $\gamma_C$
Трубопровод, лежащий на неровном морском дне или находящийся в состоянии "змейки"	1,07
Непрерывное жесткое опирание	0,82
Испытание системы давлением	0,93
Другие	1,00

Примечание - Условие "неровное морское дно" относится к трубопроводам со свободными пролетами. Тот же коэффициент должен использоваться, если трубопровод находится в состоянии "змейки" на неровном морском дне.

"Непрерывное жесткое опирание" означает условия, при которых основная часть нагрузки также относится к условию контролируемых перемещений. Примером может служить намотка на барабан или протаскивание в J-трубах.

Может потребоваться одновременное применение нескольких коэффициентов условий работы, например, при испытании трубопроводов давлением на неровном морском дне результирующий коэффициент условий работы будет равным  $1,07 \cdot 0,93 = 1,00$ .

#### 8.4.4 Несущая способность по внутреннему давлению (разрыв)

8.4.4.1 При условии выполнения требований заводских испытаний давлением, приведенных в 9.5.11, будут действовать следующие нижеприведенные критерии. В противном случае должны быть приняты более легкие условия эксплуатации.

8.4.4.2 Несущая способность по внутреннему давлению должна удовлетворять следующему критерию:

$$p_{li} - p_e \leq \frac{p_b(t_1)}{\gamma_{SC} \cdot \gamma_m} \quad (16)$$

8.4.4.3 Несущая способность по внутреннему давлению  $p_b(x)$  задается следующим выражением:

$$p_b(x) = \text{Min}(p_{b,s}(x); p_{b,u}(x)), \quad (17)$$

- предельное состояние по текучести

$$p_{b,s}(x) = \frac{2 \cdot x}{D - x} \cdot f_y \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}, \quad (18)$$

- предельное состояние по прочности (разрыв)

$$p_{b,u}(x) = \frac{2 \cdot x}{D - x} \cdot \frac{f_u}{1,15} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}. \quad (19)$$

Примечание - В приведенных выше формулах  $x$  должен заменяться на  $t_1$  или  $t_2$ , в зависимости от применения.

8.4.4.4 Должно быть учтено снижение несущей способности по внутреннему давлению, обусловленное фактическими сжимающими силами (при контролируемых нагрузках),  $N$ .

#### 8.4.5 Местная потеря устойчивости

8.4.5.1 Местная потеря устойчивости (потеря устойчивости стенки трубы) подразумевает значительные деформации в поперечном сечении трубы. Должны быть учтены следующие критерии:

- критерий коллапса (при действии только наружного давления);
- критерий комбинированного нагружения, т.е. взаимодействия между наружным и внутренним давлениями, продольной силой и изгибающим моментом;
- лавинное смятие (неконтролируемое распространение местной потери устойчивости).

8.4.5.2 Должны быть также учтены накопленные пластические деформации, поскольку они могут осложнить местную потерю устойчивости.

Критерий коллапса

8.4.5.3 Нормативное сопротивление наружному давлению  $p_c$  при коллапсе должно определяться как

$$(p_c - p_{el}) \cdot (p_c^2 - p_p^2) = p_c p_{el} p_p f_0 \frac{D}{t_2}, \quad (20)$$

где

$$p_{el} = \frac{2E \left( \frac{t_2}{D} \right)^3}{1 - \nu^2}, \quad (21)$$

$$p_p = 2 \cdot f_y \cdot \alpha_{fab} \cdot \frac{t_2}{D}, \quad (22)$$

$$f_0 = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D}, \quad (23)$$

но не должно приниматься менее чем 0,005 (0,5%).

Примечание - В общую овальность, рассматриваемую при расчетах, должна быть включена овализация, полученная в стадии строительства. Не должна учитываться овализация, обусловленная наружным давлением воды или изгибающим моментом.

Наружное давление в любой точке вдоль трубопровода должно удовлетворять следующему требованию (проверка на коллапс):

$$p_e \leq \frac{P_c}{1,1 \cdot \gamma_m \cdot \gamma_{SC}}. \quad (24)$$

Примечание - Если трубопровод при укладке полностью или частично заполнен жидкостью или по иной причине находится под действием внутреннего давления, тогда внутреннее давление может быть принято в расчет, при условии, что оно может быть установившимся на длительный срок.

*Критерии комбинированного нагружения - Условие контролируемых нагрузок*

8.4.5.4 Элементы труб, подвергаемые действию изгибающего момента, эквивалентной продольной силы и внутреннего избыточного давления, должны быть рассчитаны так, чтобы удовлетворять следующему условию во всех поперечных сечениях:

$$\gamma_{SC} \cdot \gamma_m \left( \frac{S_d}{\alpha_c S_p} \right)^2 + \gamma_{SC} \cdot \gamma_m \left( \frac{M_d}{\alpha_c M_p} \sqrt{1 - \left( \frac{\Delta p_d}{\alpha_c p_b(t_2)} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{\Delta p_d}{\alpha_c p_b(t_2)} \right)^2 \leq 1, \quad (25)$$

где  $M_d$  - расчетный изгибающий момент (см. формулу (14));

$S_d$  - расчетная эквивалентная продольная сила;

$\Delta p_d$  - расчетная разность избыточного давления;

$M_p$  - пластический момент сопротивления,  $M_p = f_y \cdot (D - t_2)^2 \cdot t_2$ ;

$S_p$  - нормативная пластическая несущая способность по продольной силе,

$$S_p = f_y \cdot \pi \cdot (D - t_2) \cdot t_2;$$

$p_b(t_2)$  - давление разрыва, формула (17);

$\alpha_c$  - параметр напряжений пластического течения, учитывающий

деформационное упрочнение, задается выражением  $\alpha_c = (1 - \beta) + \beta \frac{f_u}{f_y}$ , но не выше

1,20

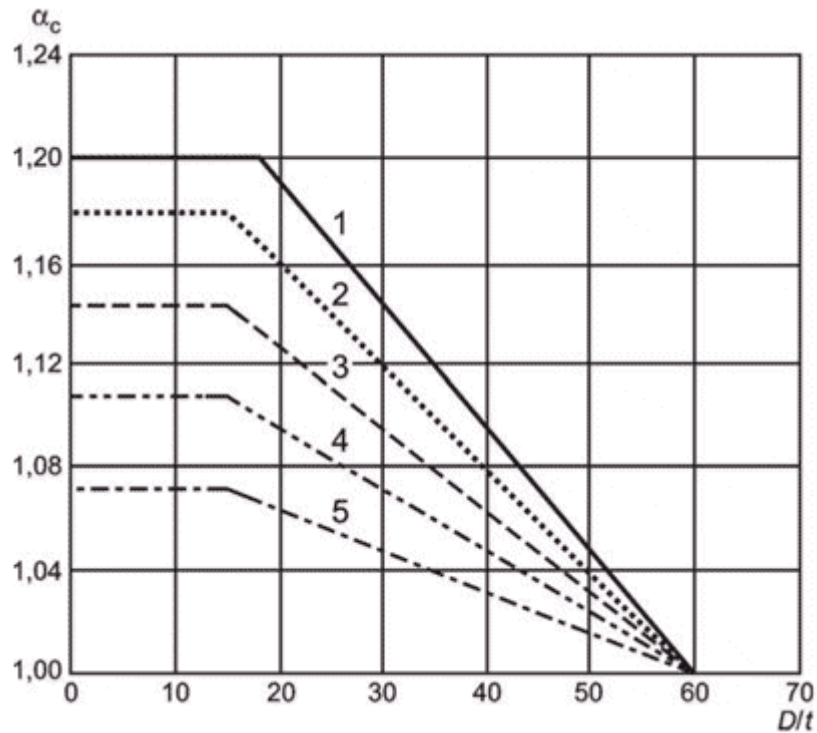
$$\beta = \begin{cases} 0,4 + q_h & \text{при } \frac{D}{t_2} < 15 \\ \frac{(0,4 + q_h) \left(60 - \frac{D}{t_2}\right)}{45} & \text{при } 15 \leq \frac{D}{t_2} \leq 60 \\ 0 & \text{при } \frac{D}{t_2} > 60 \end{cases}$$

$$q_h = \begin{cases} \frac{(p_{ld} - p_e) 2}{p_b(t_2) \sqrt{3}} & \text{при } p_{ld} > p_e \\ 0 & \text{при } p_{ld} \leq p_e \end{cases}$$

$\alpha_c$  не следует принимать большим 1,20.

Примечание - На нижеприведенном рисунке представлен  $\alpha_c$  в зависимости от отношения  $D/t$  и отношения давлений  $q_h$  для  $f_u/f_y = 1,15$ .





1 -  $q_h = 0,8$ ; 2 -  $q_h = 0,6$ ; 3 -  $q_h = 0,4$ ; 4 -  $q_h = 0,2$ ; 5 -  $q_h = 0,0$

Рисунок 4 -  $\alpha_c$  в зависимости от отношения  $D/t$  и отношения давлений  $q_h$  для

$$f_u / f_y = 1,15$$

8.4.5.5 Расчет элементов труб, подвергаемых действию изгибающего момента, приведенной продольной силы и наружного избыточного давления, должен отвечать условиям следующего уравнения

$$\left( \gamma_{SC} \cdot \gamma_m \left( \frac{M_d}{\alpha_c M_p} \right) + \gamma_{SC} \cdot \gamma_m \left( \frac{S_d}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right)^2 + \left( \gamma_{SC} \cdot \gamma_m \left( \frac{p_e}{p_c} \right) \right)^2 \leq 1, \quad (26)$$

$$\frac{D}{t} \leq 45, \quad p_i < p_e.$$

Критерий комбинированного нагружения - Условие контролируемых перемещений

8.4.5.6 Элементы труб, подвергаемые продольным деформациям сжатия (от изгибающего момента и продольной силы) и внутреннему избыточному давлению, должны быть рассчитаны с учетом следующего условия во всех поперечных сечениях:

$$\varepsilon_d \leq \frac{\varepsilon_c}{\gamma_\varepsilon}, \quad \frac{D}{t} \leq 45, \quad p_i \geq p_e, \quad (27)$$

где  $\varepsilon_d$  - расчетные деформации сжатия (8.12);

$$\varepsilon_c = 0,78 \cdot \left( \frac{t_2}{D} - 0,01 \right) \cdot \left( 1 + 5 \frac{\sigma_h}{f_y} \right) \cdot \alpha_h^{-1,5} \cdot \alpha_{гш};$$

$\alpha_h$  - максимальный допускаемый коэффициент деформационного упрочнения при растяжении;

$\alpha_{гш}$  - коэффициент кольцевого сварного шва;

$\gamma_\varepsilon$  - коэффициент сопротивления деформациям, см. таблицу 11;

$$\sigma_h = \Delta p_d \cdot \left( \frac{D - t_2}{2t_2} \right).$$

Примечание - Максимальный допускаемый коэффициент деформационного упрочнения при растяжении  $\alpha_h$  можно найти в таблицах 9.3 и 9.6. Повышение этого коэффициента на 0,02 в соответствии с примечаниями 5 и 3 к этим таблицам, соответственно, не учитывается, так как оно уже учтено коэффициентом 0,78.

8.4.5.7 Элементы труб, подвергаемые продольным деформациям сжатия (от изгибающего момента и продольной силы) и наружному избыточному давлению, должны быть рассчитаны с учетом следующего условия во всех поперечных сечениях:

$$\left( \frac{\varepsilon_d}{\varepsilon_c} \right)^{0,8} + \frac{p_e}{\gamma_{SC} \cdot \gamma_m} \leq 1, \quad \frac{D}{t} \leq 45, \quad p_i < p_e, \quad (28)$$

где  $\varepsilon_d$  - расчетные деформации сжатия (8.12);

$$\varepsilon_c = 0,78 \cdot \left( \frac{t_2}{D} - 0,01 \right) \cdot \alpha_h^{-1,5} \cdot \alpha_{гш}.$$

Примечание - Для  $D/t < 20$  условия эксплуатации могут быть ужесточены при условии, что натурные испытания, наблюдения или прежний опыт указывают на достаточные пределы безопасности в соответствии с настоящим стандартом. Любое ужесточение условий нагружения должно быть обосновано аналитическими расчетными

методами.

Таблица 11 - Коэффициенты сопротивления деформациям

Неразрушающий контроль	Дополнительные требования	Значение коэффициента сопротивления деформациям для класса безопасности		
		низкого	нормального	высокого
I	U	2,0	2,5	3,3
I	-	2,1	2,6	3,5
II	Не применяются			

8.4.5.8 На стадии монтажа может допускаться более высокая вероятность разрушений, соответствующих предельному состоянию эксплуатационной пригодности, при условии, что:

- обеспечены дополнительные средства для выявления местной потери устойчивости;
- ремонт возможных дефектов технически осуществим и может быть выполнен в ходе укладки;
- устанавливаются ограничители лавинного смятия, если наружное давление превышает давление распространения (лавинного смятия).

Соответствующие коэффициенты сопротивления тогда могут быть уточнены согласно требованиям SLS, изложенным в разделе 5.

*Распространение потери устойчивости (лавинное смятие)*

8.4.5.9 Распространение потери устойчивости не может случиться, пока не произошла местная потеря устойчивости. В случае превышения наружным давлением критериев, приведенных ниже, должны быть установлены ограничители лавинного смятия, а расстояние между ними основывается на последствиях отказа. Критерий лавинного смятия находится как

$$p_{pr} = 35 f_y \alpha_{fab} \left( \frac{t_2}{D} \right)^{2,5}, \quad (29)$$

$$P_e \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \gamma_{sc}} .$$

Примечание - Давление коллапса  $P_c$  - это давление возникновения местной потери устойчивости в трубопроводе.

Давление начала лавинного смятия  $P_{init}$  - это давление начала распространения местной потери устойчивости от его начального состояния. Это давление зависит от размера начальной вмятины.

Давление распространения  $P_{pr}$  - это давление продолжения лавинного смятия. Лавинное смятие прекратится, когда наружное давление будет ниже давления распространения.

Зависимость между разными давлениями представлена ниже

$$P_c > P_{init} > P_{pr} .$$

#### 8.4.6 Общая потеря устойчивости

8.4.6.1 Общая потеря устойчивости подразумевает потерю устойчивости трубопровода как стержня в состоянии сжатия. Общая потеря устойчивости трубопроводом может привести к перемещениям, направленным вниз (при свободном пролете) или горизонтально (извивание на морском дне), или вертикально (в виде выпучивания из траншеи или на откосе свободного пролета).

8.4.6.2 Может быть учтено действие внутреннего и наружного давлений с использованием концепции эквивалентной продольной силы. Процедура такая же, как для "обычных" сжатых элементов в воздухе.

8.4.6.3 Отрицательное эквивалентное усилие может заставить трубопровод или райзер потерять устойчивость как стержень в состоянии сжатия. Должны учитываться различия между потерей устойчивости с контролируруемыми нагрузками и потерей устойчивости с контролируруемыми перемещениями.

8.4.6.4 Потеря устойчивости с контролируруемыми нагрузками, представляющая полный отказ, не допускается.

8.4.6.5 Должны быть рассмотрены следующие действия, порождающие общую потерю устойчивости:

- удар траловой доской, протаскивание и зацепление;

- нарушение прямолинейности.

8.4.6.6 Потеря устойчивости с контролируруемыми перемещениями может допускаться при условии, что она не приводит к отказам иных видов, в соответствии с 8.4.1.2. Это означает, что общая потеря устойчивости может допускаться при условии, что:

- удовлетворяется критерий местной потери устойчивости после общей потери устойчивости;

- перемещения трубопровода являются приемлемыми;

- циклические воздействия приемлемы.

Примечание - Состояние, которое может привести к чрезмерным деформациям, возникает, когда короткий участок в случае полностью заземленного трубопровода оказывается менее заземленным или же незаземленным. Типовой пример - потеря устойчивости заглубленного трубопровода в виде выпучивания.

#### 8.4.7 Усталость

8.4.7.1 Трубопроводные системы должны обладать соответствующей защищенностью по отношению к усталостным разрушениям на протяжении расчетного срока эксплуатации системы.

8.4.7.2 Все колебания напряжений, прикладываемых к трубопроводной системе в течение всего расчетного срока эксплуатации, включая стадию строительства, которые имеют достаточно большие амплитуду и соответствующее число циклов для образования усталостных разрушений, должны быть учтены при определении долгосрочного распределения диапазона напряжений. Проверка на усталость должна проводиться как при ограниченном, так и при значительном числе циклов. Также должны быть учтены требования, касающиеся накопленных пластических деформаций.

Примечание - Типовые случаи, вызывающие колебания напряжений в трубопроводной системе:

- непосредственное действие волн;

- колебания трубопроводной системы, например, вызванные течениями, волнами, ветрами, буксировкой или потоком жидкости;

- перемещения опорных конструкций;

- колебания рабочего давления и температуры.

8.4.7.3 Особое внимание должно быть уделено оценке усталости строительных элементов, вызываемой, вероятно, концентрацией напряжений, и возможности наличия малоциклового усталости с высокими деформациями. Используемый особый критерий расчетов зависит от метода расчета, основанного на:

- механике разрушений;
- усталостных испытаниях.

8.4.7.4 В соответствующих случаях может использоваться методика вычислений, основанная на механике разрушений. Используемый особый критерий должен быть определен на основе "случай за случаем" и должен учитывать заданные классы безопасности.

8.4.7.5 При использовании методов расчета, основанных на усталостных испытаниях, должно быть выполнено:

- определение длительного распределения области напряжений в соответствии с 8.4.7.7;
- выбор соответствующей кривой S-N (нормативная прочность) в соответствии с 8.4.7.8;
- определение SCF, не учтенного на кривой S-N;
- определение накопленных дефектов.

8.4.7.6 Так как большая часть нагрузок, которые вносят свой вклад в усталость, имеет случайную природу, требуется статистический анализ для определения длительного распределения действия усталостных нагрузок. В соответствующих случаях может быть использован детерминированный или спектральный анализ.

8.4.7.7 Нормативная прочность обычно задается в виде кривой S-N или e-N, т.е. амплитуд напряжений (или амплитуд деформаций в случае малоциклового усталости) в зависимости от числа циклов до разрушения N. Кривая S-N должна быть применима для материала, строительного элемента и рассматриваемого состояния напряжений, а также для окружающей среды. Кривая S-N должна быть построена на средней кривой  $\log(N)$  за вычетом двух стандартных отклонений для  $\log(N)$ .

8.4.7.8 В общем случае, при котором колебания напряжений происходят с переменной амплитудой случайного порядка, может быть использована гипотеза

линейных повреждений (правило Майнера (Miner)). Применение правила Майнера означает, что длительное распределение диапазона напряжений заменяется гистограммой напряжений, состоящей из ряда блоков с напряжениями постоянной амплитуды или постоянным диапазоном деформаций  $\varepsilon_{\gamma i}$  или  $\varepsilon_{\gamma i}$  и соответствующего числа повторений  $n_i$ . Таким образом, критерий усталости задается как

$$D_{fat} = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} \leq \alpha_{fat}, \quad (30)$$

где  $D_{fat}$  - сумма Майнера;

$k$  - число блоков напряжений;

$n_i$  - число циклов напряжений в блоке напряжений  $i$ ;

$N_i$  - число циклов усталости при постоянном диапазоне напряжений с амплитудой  $\varepsilon_{\gamma i}$  или при диапазоне деформаций  $\varepsilon_{\gamma i}$ ;

$\alpha_{fat}$  - коэффициент допустимого дефекта, см. таблицу 12.

Таблица 12 - Коэффициенты допустимого усталостного дефекта

Обозначение коэффициента допустимого усталостного дефекта	Значение коэффициента допустимого усталостного дефекта для класса безопасности		
	низкого	нормального	высокого
$\alpha_{fat}$	1/3	1/5	1/10

8.4.7.9 Подробное описание, касающееся расчета на усталость, приведено в [8]. Для случаев, когда эти инструкции не применимы, коэффициенты допустимого усталостного дефекта приведены в таблице 12.

#### 8.4.8 Овализация

8.4.8.1 Райзеры и трубопроводы не должны подвергаться чрезмерной овализации, и это должно быть документально подтверждено. Сплюсчивание вследствие изгиба вместе с отклонениями от кольцевой формы в результате изготовления трубы не должно превышать 3% и определяется как

$$f_0 = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D} \leq 0,03. \quad (31)$$

Требование может быть снижено, если:

- было учтено соответствующее понижение прочности на изгиб;
- соблюдены геометрические ограничения, такие как требования к пропуску очистных устройств;
- были рассмотрены дополнительные циклические напряжения, обусловленные оваллизацией;
- выполняются требования к применимости соответствующей системы ремонта.

8.4.8.2 Оваллизация должна быть проверена для сосредоточенных нагрузок в любом сечении трубопроводной системы. Такие точечные сосредоточенные нагрузки могут возникать у уступов свободных пролетов, искусственных опор и в местах осадки опор.

#### 8.4.9 Циклические нагрузки

8.4.9.1 Должны быть учтены накопленные пластические деформации, вызванные циклическими нагрузками (ретчетинг). Если циклическими нагрузками вызываю овальность трубопровода, должно быть рассмотрено сопротивление трубопровода местной потере устойчивости.

8.4.9.2 При максимальных рабочей температуре и давлении интенсивность пластических деформаций в трубопроводах не должна превышать 0,001 (0,1%). В расчете предполагается, что материал является идеальным упругопластическим. При определении интенсивности пластических деформаций предполагается, что начальное состояние для нулевых деформаций - это состояние непосредственно после строительства (после проведения испытаний давлением).

8.4.9.3 Пластические деформации трубопровода будут иметь место после воздействия на трубопровод максимальных температуры и давления.

8.4.9.4 Также должен учитываться ретчетинг, обусловленный напряжениями на изгиб местной и общей потери устойчивости, если он впоследствии может привести к потере устойчивости.

#### 8.4.10 Накопленная пластическая деформация

8.4.10.1 Условие для интенсивности пластических деформаций в пунктах 8.3.4.5



и 8.3.4.6 не является само по себе предельным состоянием. Интенсивность пластических деформаций - это критерий пластических деформаций, который полезен при оценке механики разрушения и ухудшения свойств материалов. Требования в отношении механики разрушений приведены в 8.4.11.

8.4.10.2 Накопление пластических деформаций в ходе монтажа и эксплуатации должно быть рассмотрено для всех трубопроводов.

Необходимо учитывать явления деформационного старения вследствие накопления пластических деформаций.

Необходимо учитывать явления ухудшения свойств материалов в зонах сварных швов и основного металла, а также влияние на допустимые значения дефектов, выявленных по результатам неразрушающего контроля.

8.4.10.3 Должна быть определена величина деформаций при контролируемых перемещениях как суммарных, так и максимальных для каждого отдельного цикла деформаций, с учетом всех стадий от строительства до ликвидации.

8.4.10.4 Если накопленная пластическая деформация, являющаяся результатом действия нагрузок при монтаже и эксплуатации (включая коэффициенты по нагрузкам и все коэффициенты концентрации деформаций)  $\varepsilon_p$  соответствует условию, при котором  $\varepsilon_p < 0,3\%$ , то требования настоящего стандарта к материалам, технологии сварки, квалификации и допустимым значениям дефектов, выявленных по результатам неразрушающего контроля, приведенных в таблицах В.4 и В.5 приложения В, считаются приемлемыми.

8.4.10.5 Если накопленная пластическая деформация в результате монтажа и эксплуатации с учетом всех коэффициентов концентрации деформаций соответствует условию, при котором  $\varepsilon_p > 0,3\%$ , то для монтажных кольцевых стыков должна быть проведена критическая оценка производства (ЕСА) в соответствии с 8.4.11. При ЕСА необходимо определить вязкость разрушения материала, способную выдержать дефекты, приемлемые в соответствии с допускаемыми значениями дефектов, выявленных по результатам неразрушающего контроля, приведенных в таблицах В.4 и В.5 (приложение В), или, в качестве альтернативы, установить размеры дефектов, которые могут допускаться при заданной вязкости разрушения.

8.4.10.6 Если накопленная пластическая деформация в результате монтажа и

эксплуатации с учетом всех коэффициентов концентрации деформаций соответствует условию, при котором  $\varepsilon_p > 2,0\%$ , то, в дополнение к требованиям 8.4.10.5, должна быть проведена проверка нормативного сопротивления (по деформациям)  $\sigma_c$ , а материал должен соответствовать дополнительным требованиям Р.

#### 8.4.11 Разрушение

8.4.11.1 Трубопроводные системы должны обладать соответствующим сопротивлением к зарождению неустойчивого разрушения. Это должно достигаться выбором материалов с температурой перехода от хрупкого к вязкому состоянию, которая ниже минимальной расчетной температуры (см. таблицу 9.4), и высоким сопротивлением устойчивому распространению трещины.

8.4.11.2 Безопасность в отношении неустойчивого разрушения считается удовлетворительной, если материалы, сварка, квалификация персонала и контроль соответствуют требованиям настоящего стандарта, а накопленные пластические деформации не превосходят 0,3%.

8.4.11.3 Трубопроводные системы, транспортирующие газ или смесь газа и жидкости под высоким давлением, должны иметь достаточную сопротивляемость распространяющемуся разрушению. Это может быть достигнуто путем использования:

- материала с низкой температурой перехода и соответствующей ударной вязкостью по Шарпи (образцы с V-образным надрезом);
- соответствующей доли волокна в изломе образца при испытаниях на разрыв падающим грузом (DWTT);
- снижения уровня напряжений;
- механических способов остановки трещин;
- или комбинации этих методов.

Проектные решения должны быть подкреплены расчетами, основанными на соответствующем опыте и/или соответствующих испытаниях.

8.4.11.4 К трубопроводам, которые должны иметь достаточную сопротивляемость распространяющемуся разрушению, для подводного участка трубопроводной системы должны применяться дополнительные требования,

изложенные в 9.4.2, а также изменения для основного металла труб. Для глубин до 10 метров и на суше должна быть особо рассмотрена энергия удара по Шарпи (V-образный надрез). Глубоководные трубопроводы испытывают снижение растягивающих напряжений вследствие наружного давления. Дополнительные требования к свойствам остановки разрушений не нужно применять, если расчетные растягивающие кольцевые напряжения в трубопроводе ниже  $40\% f_y$ .

8.4.11.5 Материал, свойства которого отвечают дополнительным требованиям остановки разрушений F (см. 9.4.2), считается имеющим достаточную сопротивляемость к распространяющемуся вязкому разрушению для применения с коэффициентом использования вплоть до 80%, выдерживающий внутреннее давление 15 МПа и имеющий толщину стенки 30 мм.

8.4.11.6 Для трубопроводов, подвергающихся накопленным пластическим деформациям, превышающим 0,3%, должна проводиться ЕСА для подтверждения того, что неустойчивые разрушения не будут происходить в ходе укладки трубопровода или при его эксплуатации.

8.4.11.7 При оценке должны учитывать возможный устойчивый рост трещин (вязкий разрыв) и рост трещин при многократных и незначительных циклических нагрузках. Оценка должна подтвердить, что самые крупные дефекты сварных швов, которые могут остаться после неразрушающего контроля, будут увеличиваться в ходе укладки трубопровода до такой степени, что при эксплуатации трубопровода произойдет неустойчивое разрушение или усталостное разрушение.

8.4.11.8 Влияние деформационного старения на вязкость разрушения должно быть учтено, если в этом есть необходимость, путем испытаний материала после его искусственного деформационного старения.

8.4.11.9 ЕСА должна проводиться в соответствии со стандартом [9] на Уровне 3, с модификациями, необходимыми для пластического расчета и деформаций в результате многократных циклических нагрузок. Некоторые инструкции по использованию [9] для пластического расчета и деформаций в результате многократных циклических нагрузок приведены в разделе 15.

8.4.11.10 Максимальный размер дефектов, получаемый в результате ЕСА или используемый при ее проведении, должен быть уточнен с учетом вероятности возможного выявления дефектов с помощью неразрушающего контроля и точности

оборудования, которое предстоит использовать при определении длины, глубины, положения и ориентации дефектов.

8.4.11.11 Погрешности данных должны быть достаточными для применяемого испытательного оборудования и технологии выявления и оценки дефектов материала и рассматриваемой геометрии сварных швов. Данные, используемые для количественной оценки погрешности ультразвукового контроля, его производительности и надежности предпочтительно должны относиться к типу "измеренный отклик в зависимости от фактического размера дефекта". Уровень вероятности выявления дефектов для применяемых при испытаниях оборудовании и технологии должен быть основан на доверительном интервале, равном 95% или выше.

8.4.11.12 При отсутствии достаточного количества данных, должен быть использован следующий подход:

- если целью ЕСА является определение допустимых размеров дефектов для заданных свойств материала и напряжений, из рассчитанных глубины и длины дефекта должны быть вычтены 2 мм при определении критерия пригодности для неразрушающего контроля;

- если целью ЕСА является определение свойств материала и напряжений, требуемых для того, чтобы выдержать заданные размеры дефектов, то размер дефекта, используемый на входе ЕСА, должен быть увеличен за счет добавки 2 мм к указанным глубине и длине.

#### 8.4.12 Аварийное предельное состояние

8.4.12.1 Расчет случайных нагрузок может быть выполнен непосредственными вычислениями результатов воздействий нагрузок на конструкцию или опосредованно, путем расчета конструкции, способной выдержать аварийные ситуации.

8.4.12.2 Критерий пригодности ALS связан с общей допустимой вероятностью тяжелых последствий.

8.4.12.3 Расчеты на случайные нагрузки должны гарантировать, что общая вероятность отказов соответствует заданным значениям, приведенным в разделе 5. Эта вероятность может быть выражена как сумма вероятностей для  $i$ -того события повреждения  $P_{Di}$ , умноженная на вероятность разрушения конструкции,

обусловленную этим событием  $P_{f|D_i}$ . Соответственно, требование выражается как

$$\sum P_{f|D_i} \cdot P_{D_i} \leq P_{f,T}, \quad (32)$$

где  $P_{f,T}$ - это соответствующая заданная вероятность в соответствии с разделом 5. Число уровней дискретизации должно быть достаточно большим, чтобы гарантировать, что полученная в результате вероятность оценена с достаточной точностью.

8.4.12.4 Должна быть определена собственная неопределенность частоты и амплитуды случайных нагрузок, а также приближенный характер методов по определению результатов действия от случайных нагрузок. Как следствие, требуются суждения, основанные на здравых инженерных расчетах, и прагматичные оценки.

8.4.12.5 Если для расчета применяется нелинейный динамический метод конечных элементов, для него должно быть гарантировано, что эксплуатационные характеристики системы и местные виды отказов (например, скорость деформации, местная потеря устойчивости, перегрузка стыков и разрыв стыков) в достаточной мере учитываются принятыми моделями и методиками.

8.4.12.6 В отношении случайных нагрузок могут быть применены упрощенные проверочные расчеты, как показано в таблице 13, с соответствующими частными коэффициентами безопасности. Достаточность упрощенных проверочных расчетов должна быть оценена на основе описанного выше суммирования, для того чтобы проверить, что общая вероятность отказов соответствует заданным значениям, приведенным в разделе 5.

Т а б л и ц а 13 - Упрощенный проверочный расчет на случайные нагрузки

Вероятность события	Характеристика случайных нагрузок для класса безопасности		
	низкого	нормального	высокого
более $10^{-2}$	Случайные нагрузки могут рассматриваться подобно природным нагрузкам и могут быть оценены, как и при проверочных расчетах ULS		

Вероятность события	Характеристика случайных нагрузок для класса безопасности		
	низкого	нормального	высокого
$10^{-2}$ - $10^{-3}$	Должны быть оценены на основе "от случая к случаю"		
$10^{-3}$	$\gamma_C = 1,0$	$\gamma_C = 1,0$	$\gamma_C = 1,0$
$10^{-4}$		$\gamma_C = 0,9$	$\gamma_C = 0,9$
$10^{-5}$	Случайные нагрузки или события могут не учитываться		$\gamma_C = 0,8$
менее $10^{-6}$			
<p>Примечание - Стандартная промышленная практика полагает коэффициенты безопасности равными 1,0 для случайного события с вероятностью появления, равной <math>10^{-4}</math>, и сохранение работоспособности трубопровода связано исключительно с консервативным определением нормативного сопротивления. В настоящем стандарте случайные нагрузки и события вводятся в более общий контекст со связью между вероятностью события и фактическими последствиями отказов. Для комбинированного нагружения упрощенные проверочные расчеты предполагают общий коэффициент в диапазоне 1,1-1,2, что согласуется со стандартной промышленной практикой в интерпретации соответствия классу безопасности "Нормальный" для случайных нагрузок с вероятностью события, равной <math>10^{-4}</math>.</p>			

## 8.5 Специальные требования

### 8.5.1 Общие положения

8.5.1.1 В настоящем подразделе дается руководство по сценариям, которые должны рассматриваться по отдельности. Описываются как эффекты нагрузки, так и критерии приемки.

### 8.5.2 Взаимодействие трубы с грунтом

8.5.2.1 Для предельных состояний, на которые влияет взаимодействие между трубопроводом и грунтом, это взаимодействие определяется с учетом всех

релевантных параметров и соответствующих неопределенностей.

В общем случае, взаимодействие трубопровода с грунтом зависит от характеристик грунта и трубопровода, включая прокладку.

8.5.2.2 Основные характеристики грунта, определяющие взаимодействие, это предел прочности на сдвиг и свойства деформации.

8.5.2.3 Основными характеристиками трубопровода являются вес в погруженном состоянии на всех фазах проекта, диаметр, жесткость, шероховатость поверхности трубопровода и начальная закладка (заделка) установки, которые должны быть учтены при рассматриваемом предельном состоянии.

8.5.2.4 Должны быть рассмотрены все релевантные эффекты нагрузок. Это включает:

- продолжительность действия нагрузки и «исторических» эффектов (например, изменяющиеся вертикальные реакции вследствие давлений при прокладке трубопровода в возможной комбинации с горизонтальными перемещениями);

- вариации объемного веса трубы (например, пустой трубопровод, трубопровод, заполненный водой и трубопровод в рабочем состоянии);

- эффекты циклической нагрузки (как непосредственно от трубы, а также гидродинамические нагрузки).

8.5.2.5 Расчет сопротивления грунта для проектной ситуации должен основываться на самом худшем случае высокой и низкой оценок предела прочности на сдвиг, влияющей на конечный результат проектной ситуации. Если должны быть определены наилучшая оценка и верхний и нижний пределы сопротивления грунта, они должны не только соответствовать наихудшему случаю определения предела прочности на сдвиг, но и отражать все неопределенности, такие как предполагаемые эффекты укладки и неопределенности, связанные с выбором метода расчета.

8.5.2.6 Некоторые виды грунта имеют различные значения сопротивления долговременному и кратковременному действию нагрузки в зависимости от дренированных или не дренированных условий, и эффекты ползучести в зависимости от дренированных или не дренированных условий. Это должно быть учтено.

8.5.2.7 При предельных состояниях, имеющих или допускающих большие смещения (например, боковое втягивание, расширение трубопровода в петлевых

трубных компенсаторах, глобальный продольный изгиб, или если допускаются смещения при определенном состоянии дна), нагрузка на грунт оказывается далеко за пределами неисправности, включая большие нелинейности, повторное прессование грунта, дноуглубительные работы и т. д. Такие нелинейные эффекты и неопределенности, вызванные вышеперечисленным, должны быть также учтены.

8.5.2.8 Для заглубленных трубопроводов (проложенных в траншеях или покрытых гравием), которые подвержены глобальному продольному изгибу, должно быть рассмотрено сопротивление выпучиванию и возможное повышенное аксиальное сопротивление. Возможное влияние материала обратной засыпки траншей должно быть также учтено.

8.5.2.9 Вследствие неопределенностей определения параметров грунта, эффектов нагрузки, идеализации моделей расчетов и т.п. трудно определить корректные универсальные методы имитации эффектов взаимодействия трубы и грунта. Ограничения использованных методов, как теоретических, так и эмпирических, должны быть тщательно рассмотрены по каждой конкретной проблеме. Экстраполяция за пределы документально подтвержденного диапазона действия метода должна выполняться с осторожностью, также как и упрощения рассматриваемой проблемы до используемой расчетной модели. Если имеют место большие неопределенности, могут быть применены несколько методов расчета.

### 8.5.3 Глобальный продольный изгиб

#### 8.5.3.1 Продольный изгиб с контролируемой нагрузкой.

8.5.3.2 Допускается глобальный продольный изгиб со смещением или с частичным смещением. Это предполагает, что глобальный продольный изгиб может допускаться при следующих условиях:

– целостность трубопровода обеспечивается в состояниях после продольного изгиба (например, локальный продольный изгиб, разрушение, усталость и т. п.);

– допускается смещение трубопровода.

Руководящее указание:

Не достаточно рассчитать высоконапорные/высокотемпературные трубопроводы для глобального продольного изгиба на основе «самого неблагоприятного случая» аксиального и бокового сопротивления грунта в сочетании только с критерием локального продольного изгиба с контролируемым



смещением. Значения верхнего и нижнего предела сопротивления грунта обычно имеют вероятность превышения в несколько процентов и не могут, в качестве единственных параметров, подтверждать номинальную вероятность отказа. Поэтому, требуется более полная оценка вероятности отказа.

8.5.3.3 Трубопровод может иметь глобальный изгиб либо в направлении вниз (в пролете без опор), боковой изгиб [«снейкинг» (движение змейкой) по морскому дну], либо вертикальный изгиб (изгиб с поднятием заглубленного трубопровода или на выступе резьбового соединения в свободном пролете открытого трубопровода).

8.5.3.4 Должны быть рассмотрены следующие источники глобального продольного изгиба:

- удары о траловую доску, волочение и зацепление крюком;
- отклонение от прямолинейности.

8.5.3.5 Рекомендации по оценке конструкции высоконапорных/высокотемпературных трубопроводов приводятся в DNVGL-RP-F110.

#### 8.5.4 Трубопроводы и райзеры свободных пролетов

8.5.4.1 Райзеры и трубопроводы на безопорных участках должны иметь адекватную защиту от локального продольного изгиба, усталости, разрушения и овальности, что должно быть документально подтверждено.

8.5.4.2 Рекомендации по оценке трубопроводов безопорных участков приводятся в DNVGL- RP-F105.

#### 8.5.5 Устойчивость на морском дне

8.5.5.1 Трубопровод не должен перемещаться из положения установки. Это не включает допустимые боковые или вертикальные перемещения, тепловое расширение и ограниченную осадку после установки. Это относится ко всему сроку службы трубопровода (включая потери металла вследствие коррозии и эрозии). Устойчивость трубопровода должна быть документально подтверждена.

Примечание - Критерий приемлемости допустимых перемещений может варьироваться по трассе трубопровода. Примерами возможных ограничений перемещения трубопровода являются:

- локальный продольный изгиб, усталость и разрушение трубы;
- разрушение/износ покрытия;

- геометрические ограничения опор;
- расстояние от других трубопроводов, конструкций или иных препятствий.

8.5.5.2 При расчетах веса трубы номинальная толщина стенки должна быть уменьшена с целью компенсации ожидаемого среднего уменьшения веса вследствие потерь металла. Для трубопроводов с минимальным припуском на коррозию это уменьшение может быть исключено, и в расчетах может быть применена номинальная толщина.

8.5.5.3 Подводная трубопроводная система должна иметь удельный вес, достаточный, чтобы избежать всплывания. Если достаточно низкая вероятность отрицательной плавучести документально не подтверждена, действует следующие критерий:

$$\gamma_w \cdot \frac{b}{W_{sub} + b} \leq 1,00 \quad (33)$$

где:  $\gamma_w$  = коэффициент запаса прочности по весу, 1.1;  $b$  = плавучесть  
 $W_{sub}$  = вес в погруженном состоянии.

8.5.5.4 Трубопроводы должны иметь адекватную стойкость против проседания. Особое внимание должно быть уделено механическим компонентам, таким как клапаны и тройники. Если почва разжижена или может быть разжижена, должно быть документально подтверждено, что глубина проседания (погружения) может быть надлежащим образом ограничена (либо глубиной разжижения, либо формированием вертикального сопротивления при проседании).

Примечание - Если удельный вес трубы, наполненной водой, в погруженном состоянии меньше, чем удельный вес грунта, то дальнейший анализ на предмет подтверждения стойкости против оседания не требуется.

8.5.5.5 Заглубленные в грунт трубопроводы должны иметь адекватную защиту против всплывания в грунте.

8.5.5.6 Если трубопровод прокладывается в зонах, на которые может оказывать влияние нестабильные наклоны, которые могут привести к сползанию откоса и оползю грунта и, соответственно, динамической нагрузке на трубопровод, вероятность такого сползания откоса должна быть оценена. Любой соответствующий эффект, вызывающий сползание откоса, например, волновая нагрузка, сейсмическая нагрузка или работы, производимые человеком (например, собственно прокладка трубопровода), должен быть рассмотрен. Возможные

скорости и плотности потока трубопровода должны быть оценены на предмет стабильности. Если стабильность не может быть гарантирована соответствующим весом трубопровода, заглублением трубопровода или иными средствами, может потребоваться прокладка трубопровода по другому маршруту.

8.5.5.7 Должна быть рассмотрена наиболее неблагоприятная комбинация одновременно действующих на трубопровод вертикальных и горизонтальных сил. При определении этой неблагоприятной комбинации должно быть проанализировано изменение сил вдоль трубопровода, включая эффекты направленности волн и течений.

8.5.5.8 Должна быть проверена аксиальная (продольная) стабильность. Конструктивное соединение анода (если подвергается трению, например, у трубопроводов без утяжеляющего покрытия) должно быть достаточно прочным, чтобы выдержать оцениваемую силу трения.

8.5.5.9 Перемещения трубопровода вследствие теплового аксиального расширения могут допускаться для ближних платформ/конструкций (например, в точках присоединения райзеров) и в местах, где трубопровод изменяет направление (например, на отводных катушках). Расчеты расширения должны основываться на консервативных значениях сопротивления аксиального трения.

8.5.5.10 На мелководье эффекты повторяющихся нагрузок под действием волн могут привести к уменьшению предела прочности на сдвиг грунта. Это должно быть учтено при анализе, в частности, если обратная засыпка содержит рыхлый песок и, в общем случае, если грунт содержит ил или песок с высоким содержанием ила. Оба материала могут быть подвержены разжижению.

8.5.5.11 Если стабильность трубопровода зависит от устойчивости морского дна, то названная устойчивость должна быть проверена.

8.5.5.12 Рекомендации по определению стабильности трубопровода, подвергаемого действию волн и течений, представлены в DNVGL-RP-F109.

## 8.5.6 Нагрузки от траления

8.5.6.1 Подводная трубопроводная система должна проверяться по всем видам нагрузки вследствие взаимодействия с траловым оборудованием.

8.5.6.2 Критерии приемлемости зависят от частоты траления (ударов) и класса безопасности.

8.5.6.3 Нагрузки от тралового волочения должны проверяться в сочетании с соответствующими эффектами от других нагрузок. Траловое волочение должно комбинироваться с глобальным продольным изгибом. Накопление повреждения вследствие последующего траления обычно не допускается.

8.5.6.4 Нагрузки от обвязки должны проверяться в сочетании с эффектами от других релевантных нагрузок. Должны быть проверены все соответствующие режимы отказа.

8.5.6.5 Рекомендации по оценке стабильности трубопровода, подвергаемого действию нагрузок от траления, представлены в DNVGL-RP-F111 [].

8.5.7 Нагрузки от работ, производимых третьими сторонами, падающие грузы

8.5.7.1 Подводная трубопроводная система должна быть рассчитана на действие ударных нагрузок, вызванных, например, падающими грузами, рыболовным оборудованием или столкновениями с объектами. Проектирование может быть выполнено либо посредством соответствующего расчета трубы, либо защитой или иными средствами предотвращения ударов.

8.5.7.2 Критерии проектирования должны основываться на частоте/вероятности действия ударного усилия и классифицироваться как аварийные нагрузки, нагрузки от окружающей среды или, соответственно, функциональные нагрузки.

8.5.7.3 Рекомендации по оценке рисков защиты трубопровода представлены в DNV-RP-F107 Раздел 5.

## 8.5.8 Землетрясения

8.5.8.1 Подземная трубопроводная система должна иметь адекватную сейсмическую прочность.

Примечание - Должны быть рассмотрены следующие основные сценарии:

- локальный продольный изгиб, смятие и т.д. трубопровода вследствие движений и перемещений морского дна;
- косвенные эффекты (например, вызванные перемещением вторичных конструкций);
- повреждение гравийного основания;
- потенциальное разрушение вследствие грязевых оползней.

8.5.8.2 При проектировании конструкций, противостоящих землетрясениям, необходимо руководствоваться стандартом ГОСТ Р 57123-2016 (ИСО 19901-2:2004).

## 8.5.9 Теплоизоляция

- 8.5.9.1 Если подводная трубопроводная система имеет тепловую изоляцию,
- должно быть документально подтверждено, что изоляция противостоит соответствующей комбинации воды, температуры и гидростатического давления;
  - должна быть документально подтверждена стойкость против нефти и нефтепродуктов, если они используются;
  - должна быть документально подтверждена требуемая механическая прочность при внешних нагрузках, если они имеются;
  - должно быть учтено разрушение изоляции при строительстве и эксплуатации.

## 8.5.10 Нагрузки от трубных заглушек

Рекомендации по оценке нагрузок от заглушек приводятся в DNVGL-RP-F113  
Раздел 5.

## 8.5.11 «Труба в трубе» и совместная прокладка трубопроводов

8.5.11.1 Настоящий стандарт основан на методологии расчета предельного состояния и поэтому, как правило, может применяться к системам «труба в трубе» и совместной прокладке трубопроводов, если расчеты эффекта нагрузки выполняются надлежащим образом.

8.5.11.2 Класс безопасности должен быть указан для каждого трубопровода системы «труба в трубе». Классификация должна основываться на требованиях, указанных в разделе 5.

8.5.11.3 Для конфигураций системы «труба в трубе» и совместной прокладке трубопроводов не указаны конкретные предельные состояния. Соответствующие режимы отказа должны быть идентифицированы для каждого элемента системы «труба в трубе» и соответствующего предельного состояния.

В случае, если последствия различны для разных режимов отказа, может быть выбран другой класс безопасности.

8.5.11.4 При выборе класса безопасности следует учитывать последовательность отказов, то есть воздействие от отказа одного элемента на другой элемент. Это должно включать как структурные, так и функциональные отказы.

8.5.11.5 В случае использования суммарной эффективности потенциал для последовательности отказов следует учитывать при выборе соответствующего класса безопасности.

8.5.11.6 Возможности контроля более ограничены для системы «труба в трубе» и совместной прокладке трубопроводов, и поэтому обнаружение коррозии в затрубном пространстве и внешней коррозии является сложной задачей. Обнаружение утечек в затрубное пространство (из внутренних или внешних жидкостей) может быть легко идентифицировано, и связанная с ним среда в кольцевом пространстве не может полностью контролироваться или восстанавливаться. Документация о механической целостности трубопровода на этапе эксплуатации может быть ограничена для системы «труба в трубе» по сравнению с однотрубным трубопроводом. Это снова повлияет на продление срока эксплуатации и проведение повторной оценки трубопровода.

## **8.6 Элементы трубопроводов**

### **8.6.1 Общие положения**

8.6.1.1 Настоящий раздел относится к компонентам, работающим под давлением (например, коленам, фланцам и соединениям, тройникам, клапанам и т. д.) в подводных трубопроводных системах. Требования к несущим конструкциям представлены в 8.7.

8.6.1.2 Проектирование компонентов трубопроводов должно соответствовать требованиям по материалам, качеству изготовления и испытаниям.

8.6.1.3 Все компоненты подводных трубопроводных систем, работающие под давлением, должны иметь, как минимум, тот же уровень безопасности, что и соединительные секции райзеров/трубопровода.

8.6.1.4 Проектное давление компонента трубопровода должно соответствовать проектному давлению подводной трубопроводной системы.

8.6.1.5 Компонент должен быть рассчитан на выдерживание нагрузок от присоединенной трубной секции и, наоборот, при соответствующем уровне безопасности.

Прочность должна быть, как минимум:

- равной прочности соединительного трубопровода;
- достаточной для выдерживания наиболее вероятному эффекту от нагрузки,

повторяющейся раз в сто лет, который передается компоненту от соединительных секций трубопровода при монтаже и эксплуатации (см. раздел 7).

8.6.1.6 Должны быть проанализированы сценарии нагрузок, как описано в разделе 4, а также частные нагрузки, связанные с компонентами. Это означает, что внешнее гидростатическое давление должно быть также рассмотрено при проектировании с учетом как прочности, так, соответственно, и внутренней утечки.

8.6.1.7 Материалы, подверженные HISC.

8.6.1.8 Должны быть рассчитаны системы уплотнений, обеспечивающие проведение испытаний без увеличения давления трубопровода.

8.6.1.9 Требования внутритрубной очистки в [E.8.4.3] и в [E.3.4.1.2] должны быть рассмотрены для компонента.

5.6.1.10 Переходы из стали C-Mn и низколегированной стали, если номинальная толщина материала или предел текучести не адекватны, рекомендуется учесть ASME В 31.8, Приложение I, рисунок I-5. Переход в трубопроводе C-Mn, выполненный с внешним или внутренним конусом должен иметь конусность не более 1:4. Если переходы, соответствующие этим требованиям, нельзя реализовать практически, должна быть установлена переходная секция.

8.6.1.11 Переходы из дуплексной нержавеющей стали и из мартенситной стали 13Cr должны быть такими, чтобы локальные напряжения не приводили к водородному растрескиванию под напряжением (HISC). Рекомендации по проектированию конструкций из дуплексной нержавеющей стали приводятся в DNVGL-RP- F112.

8.6.1.12 Внутренние переходы между компонентами с различной толщиной и внутренним диаметром для круговых швов в трубопроводах с эквивалентным минимальным заданным пределом пластической деформации (SMYS), могут быть изготовлены из основного материала, при условии, если в спецификации задано рентгеновское исследование.

8.6.1.13 Для сварных швов, которые проверяются ультразвуком, следует избегать конусности перехода из основного материала. Если конусность неизбежна, концы труб должны быть механически обработаны с целью обеспечения параллельных наружных и внутренних поверхностей перед началом конуса. Длина параллельных поверхностей должна быть как минимум достаточной для

сканирования с внешней поверхности, и достаточной для требуемого отражения от параллельной внутренней поверхности.

## 8.6.2 Отводы, изготовленные индукционной сваркой

8.6.2.1 Настоящий стандарт не предоставляет критериев какого-либо предельного состояния для отводов трубопроводов.

8.6.2.2 Для проверки допустимого напряжения (ASD) может быть принята ниже описанная практика, при условии, что:

– соблюдается критерий работы при превышенном давлении, приведенный в 8.4 на основании минимальной толщины при изгибе;

– приложенный момент и аксиальная нагрузка могут считаться вариантами с контролируемым перемещением;

– момент и осевое усилие рассчитываются на основе элементов труб, не считая эффекта уменьшенной жесткости при изгибе;

– колено подвергается внутреннему избыточному давлению, или колено не имеет потенциала для смятия. Это условие считается соблюденным, если проектная характеристика смятия в три раза превышает рассматриваемое внешнее избыточное давление. Следовательно, дифференциал избыточного давления для предельного состояния смятия  $p_c - p_{min}$  должно быть умножено на коэффициент 3.

Критерии ASD:

$$\sigma_e \leq \eta \cdot f_y \quad (34)$$

$$|\sigma_l| \leq \eta \cdot f_y \quad (35)$$

$$\sigma_e \leq \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_l^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + 3 \cdot \tau_{hl}^2} \quad (36)$$

где

$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D - t_2}{2 \cdot t_2} \quad (37)$$

$$\sigma_l = \frac{N}{\pi \cdot (D - t_2) \cdot t_2} + \frac{M}{\frac{\pi \cdot (D^4 - (D - 2 \cdot t_2)^4)}{32 \cdot D}} \quad (38)$$

$\eta$  = коэффициент использования согласно таблице 14;  $p_i$  = проектное давление согласно ISO 13623;



$N$  = сила, действующая на стенку трубы;

$M$  = изгибающий момент, должно применяться наиболее критичное значения со стороны натяжения или сжатия;

Таблица 14 - Коэффициенты эквивалентной проверки напряжения

Показатель	Класс безопасности		
	Низкий	Средний	Высокий
$\eta$	1,00	0,90	0,80

### 8.6.3 Фитинги

8.6.3.1 При превышении максимума 2 дюйма (2 3/8 ") или угла пересечения 72° должны использоваться прессованные выпускные тройники с интегрированным армированием.

8.6.3.2 Прутки тройников с перегородкой не должны привариваться непосредственно к зонам высокого напряжения вокруг прессованной шейки. Прутки, поперечные относительно направления потока, приваривались к укороченной трубе, и чтобы прутки, параллельные направлению потока, приваривались только к поперечным пруткам. Если это практически невозможно, должны быть рассмотрены альтернативные конструкции, с целью избежать пиковых напряжений на концах.

8.6.3.4 Стандартные фитинги, изготовленные стыковой сваркой, соответствующие ANSI B16.9 могут использоваться, при условии, что:

- сварной шов квалифицируется как шов с полным проваром;
- сварной шов проверяется методами RT или UT, отвечающими требованиям, указанным в Приложении В.

- бобышка соответствует требованиям к изготовлению и механическим свойствам, изложенным в разделе 8.

- геометрические ограничения перемещения объекта должны определяться на основе внешних номинальных размеров патрубка (т. е. покрытия менее 20% от окружности первичной трубы).

- сварной шов считается эквивалентным кольцевому сварному шву с

расстоянием между пятами и т. д.

#### 8.6.4 Запорная арматура

8.6.4.1 Конструкция должна обеспечивать уплотняющую способность внутренних прокладок и включать подтвержденный запас прочности, который поддерживается при всех условиях эксплуатации трубопровода. Уплотнение чувствительно к внутренним прогибам, увеличению зазоров и изменениям состояния опор.

Рекомендации уплотнениям запорной арматуры приведены в ISO 13628-7.

8.6.4.2 Должны быть рассмотрены требования по долговечности под действием абразивных материалов (например, отложения после сварки, песок и т. д.) или пожарных нагрузок.

8.6.4.3 Клапаны с требованиями к огнестойкости должны квалифицироваться по результатам соответствующих испытаний на огнестойкость.

8.6.4.4 Системы регулировки и приводы клапанов должны рассчитываться и изготавливаться в соответствии с признанными стандартами. Спецификация на приводы клапанов должна определять требования к крутящему моменту при работе клапана с достаточным запасом прочности, с целью учета роста физического износа и трения при эксплуатации.

8.6.4.5 Если стандарт или рекомендуемое практическое руководство по проектированию компонента не учитывают возможности внутренней утечки вследствие сил, передаваемых на компонент от соединительных секций, должны быть выполнены дополнительные расчеты или аттестационные испытания.

#### 8.6.5 Изолирующие соединения

8.6.5.1 Изолирующие соединения катодной защиты (СР) должны иметь исполнение без болтов, монолитного муфтового типа и быть снабжены системой двойного уплотнения.

8.6.5.2 Изолирующие соединения должны быть оборудованы короткими трубами с механическими характеристиками и размерами, идентичными параметрам присоединяемого трубопровода.

8.6.5.3 Изолирующие соединения должны выдерживать воздействия окружающей среды без ущерба для эксплуатационных характеристик.

8.6.5.4 Для защиты изолирующих соединений и оборудования катодной защиты от воздействия молнии должны быть предусмотрены молниезащитные устройства. Разрядники для защиты от атмосферных перенапряжений должны быть установлены вдоль изолирующих соединений и выходных терминалов источников напряжения постоянного тока. Такие средства должны обеспечивать выравнивание потенциала между трубопроводами, анодами, источниками питания, эталонными электродами и т.п. при разрядах молнии. Альтернативные устройства разрядного типа могут быть использованы, если документально подтверждена их надежность.

8.6.5.5 Болтовые соединения должны соответствовать требованиям 6.3.4.

8.6.5.6 Все используемые эластомерные материалы должны иметь документально подтвержденные характеристики. Материалы уплотнений должны обеспечивать соответствующие спецификации характеристики декомпрессии, ползучести и температуры. О-образные кольцевые уплотнения должны быть стойкими против взрывной декомпрессии

Поверхности уплотнений, которые подвергаются действию морской воды, должны изготавливаться из материалов, стойких к морской воде при температурах окружающей среды.

8.6.5.7 Характеристики изоляционных материалов, включая диэлектрическую прочность, прочность на сжатие и пригодность к применению при проектных температурах, должны быть документально подтверждены испытаниями.

## **8.7 Несущие конструкции**

### **8.7.1 Общие положения**

8.7.1.1 Детали конструкции, такие как опорные и защитные конструкции, которые не привариваются к деталям, работающим под давлением, рассматриваются как элементы конструкции.

8.7.1.2 Рекомендации по проектированию элементов конструкции из стали приведены в DNVGL-OS-C101.

### **8.7.2 Устойчивость гравийных оснований и покрытий**

8.7.2.1 Это относится ко всем типам гравийных оснований и покрытий, таким как опоры свободных пролетов для фаз установки и эксплуатации (избыточный изгиб и усталость), включая разделение и стабилизацию трубопровода в местах пересечений, подавление поперечного поднятия, блокировку с помощью аксиальных

ограничителей, стабилизацию трубопровода и т.д.

8.7.2.2 При проектировании гравийных оснований и покрытий должны учитываться последствия отказа.

8.7.2.2 При проектировании гравийных оснований и покрытий должно рассматриваться следующее:

- вес гравийных оснований и/или покрытий и трубопровода;
- нагрузки, оказываемые на трубопровод (например, вследствие расширения);
- наклон морского дна, как продольный, так и горизонтальный;
- неопределенность характеристик грунта;
- стойкость против гидродинамических нагрузок;
- нарушение склона (например, вследствие землетрясений);
- неопределенность данных изысканий;
- допуски установки гравия ниже уровня моря, как горизонтальные, так и вертикальные.

## **8.8 Монтажные и ремонтные работы**

### **8.8.1 Состав монтажных работ**

8.8.1.1 Анализ проекта подводной трубопроводной системы должен охватывать как работы по установке, так и работы по ремонту, чтобы подтвердить то, что система может устанавливаться и ремонтироваться без повреждения и необходимости проведения опасных работ при установке и ремонте.

8.8.1.2 Проект должен обеспечивать возможность проверки адекватной прочности на всех фазах установки и использованных методов, включая следующее:

- начало работ по прокладке трубопровода;
- нормальная непрерывная прокладка трубопровода;
- прекращение укладки и подъем труб;
- прекращение работ по прокладке труб;
- буксировочные работы (метод прокладки донного трубопровода, буксировка на расстоянии от дна, буксировка с контролируемой глубиной и буксировка по поверхности);
- сматывание трубопровода на барабан и разматывание;
- укладывание в траншеи и обратная засыпка;
- установка райзеров и катушек;

- соединение (врезка) трубопровода;
- выход подводного трубопровода на берег.

8.8.1.3 Установка трубопроводных секций в окончательную позицию на морском дне должна производиться с судна-трубоукладчика. Конфигурация должна быть такой, чтобы уровни эффектов нагрузки были приемлемы при учете всех других релевантных эффектов. Неравномерности вследствие утяжеляющего покрытия, гасителей продольного изгиба, линейных узлов и т.д. должны быть также учтены.

8.8.1.4 Критическое состояние моря и направления в зависимости от диапазонов параметров укладки определяются предельному условию установки. Эффект проектной нагрузки должен определяться по характеристическим эффектам нагрузки, умноженным на коэффициенты эффекта нагрузки.

Эффекты проектной нагрузки должны соответствовать критериям, приведенным в таблице 15.

Т а б л и ц а 15 - Критерии предельного состояния при установке

Проектное условие	№ уравнения	Коэффициенты безопасности
Наматывание	Уравнение (5.29)	Комбинациянагрузока: $Y = 1,2, Y = 0,77$ (бесшовные трубы) $F_c$ $Y = 1,2, Y = 0,82$ (сварные трубы)
Альтернативное	Проектирование путем детального анализа с учетом статистической прочности, несоответствующей стыкам труб	
Чрезмерный изгиб <sup>3</sup> (S-образная укладка)	Уравнение (5.28)	$Y = 1,01, Y = 0,80$ $SC, LB \quad c$
Чрезмерный изгиб <sup>3</sup> (альтернативная укладка)	Уравнение (5.35)	–4
Кромка стингера <sup>2</sup>	Уравнение (5.28)	–

Вертикальное колено <sup>2</sup>	Уравнение (5.28)	Может включать эффект контролируемого частичного перемещения, если это документально подтверждено
1) Если допускается более высокая вероятность отказа в соответствии с 8.4. 2) Эффект сосредоточенной нагрузки в соответствии с уравнением (5.25) - Уравнение (5.27) применяется согласно 8.8.2, указанному ниже. 3) Влияние сосредоточенной нагрузки в соответствии с уравнением (5.34) применяется согласно 8.8.2, указанному ниже.		

Более высокий коэффициент эффекта нагрузки в комбинации нагрузок применяется к номинальной толщине  $t_2$  вместо минимальной толщины стенки  $t_1$ .

8.8.1.5 Момент и радиус кривизны трубопровода должны быть уменьшены из-за влияния сосредоточенной нагрузки согласно уравнениям (5.25)–(5.27) или уравнению (5.34). Это обычно относится к роликам стингера и в точке касания дна в случае механической опоры или аналогичной конструкции. Для V-образных роликов, где контактное усилие равномерно распределено на двух роликах, такое уменьшение не требуется и относится к чрезмерному изгибу, за исключением последних V-образных роликов, контактирующих с трубопроводом.

8.8.1.6 Критерии локального продольного изгиба, указанные в таблице 5-15, относятся только к линии трубопровода. Для линейных компонентов и труб, приваренных к линейным компонентам, должны быть определены критерии, обеспечивающие достаточную целостность в соответствующем состоянии моря.

8.8.1.7 Влияние различных применяемых принципов проектирования от судна до морского дна допускается на протяжении проектного срока эксплуатации.

8.8.1.8 Сплющивание вследствие постоянного изгиба вместе с допусками по отклонению от круглой формы при изготовлении труб должно соответствовать требованиям, определенным в 8.4.

8.8.1.9 Если анализ установки и ремонта подводной трубопроводной системы показывает, что требуемые параметры не могут быть получены при используемом оборудовании, система подводных трубопроводов должна быть соответствующим образом изменена.

### 8.8.3 Прямолинейность трубы и ротационная неустойчивость

8.8.3.1 Первостепенным требованием в отношении постоянной деформации при изготовлении, установке и ремонте является результирующая прямолинейность трубопровода. Она должна быть определена и оценена при рассмотрении следующих эффектов:

- нестабильность;
- позиционирование компонентов трубопровода, например, клапанов и тройников;
- эксплуатация.

8.8.3.2 Должна быть оценена возможность нестабильности вследствие отклонения от прямолинейности при установке (скручивание) и соответствующие последствия.

8.8.3.3 Если должны быть установлены проходные узлы, вращение трубы вследствие отклонения от прямолинейности должно контролироваться таким образом, чтобы эффекты нагрузки были приемлемыми, и не допускалось повреждение трубопровода или проходного узла, и их положение на морском дне сохранялось в пределах соответствующих допусков.

8.8.3.4 Другие эффекты могут также вызвать вращение (искривленная трасса прокладки, дебаланс, гидродинамические нагрузки, уменьшенное сопротивление вращению при биениях вследствие бокового зазора/ эластичность натяжных устройств/ фундаментные подушки/ направляющие и т. д.) и должны быть учтены.

8.8.3.5 Должна быть учтена нестабильность при эксплуатации вследствие отклонения от прямолинейности, обусловленная методом монтажа и соответствующими последствиями. Остаточные напряжения, влияющие на настоящую и будущую эксплуатацию, а также модификации должны быть также рассмотрены.

8.8.3.6 Требование прямолинейности относится к предполагаемым наиболее неблагоприятным функциональным и окружающим условиям нагрузки при монтаже и ремонте. Это требование также относится к секциям трубопровода, причем деформации полностью контролируются кривизной жесткой наклонной площадки (например, стингера на трубоукладочном судне), независимо от того, действуют на трубу нагрузки от окружающей среды или нет.

#### 8.8.4 Обетонирование труб

При изгибе трубопровода не применяется бетонная крошка из-за избыточных сжимающих усилий при статических состояниях бетона.

## 9 Требования к материалам

### 9.1 Общие положения

#### 9.1.1 Назначение

9.1.1.1 В настоящем разделе приводятся требования и рекомендации по выбору материалов для подводных трубопроводных систем и для контроля наружной и внутренней коррозии. Приводится спецификация на компоненты, покрытия и катодную защиту подводной трубопроводной системы. Описываются технологические параметры, используемые для проектирования.

9.1.1.2 Назначением выбора рабочих материалов является оценка целесообразности применения различных материалов (включая коррозионно-стойкие сплавы), соответствующих функциональным требованиям к магистральным трубопроводам и другим компонентам трубопроводной системы. Может быть также выполнено сравнение стоимости выбираемых материалов, включая расчет эксплуатационных расходов и величину потерь вследствие риска (см. п. [6.4.6.1]). Эти работы обычно выполняются на фазе концептуальной разработки подводных трубопроводных систем.

### 9.2 Выбор материалов для трубопровода и компонентов трубопровода

#### 9.2.1 Общие положения

9.2.1.1 Материалы для трубопроводных систем должны выбираться при учете транспортируемой среды, нагрузок, температуры и возможных режимов отказов при установке и эксплуатации. Выбор материалов должен обеспечивать совместимость всех компонентов трубопроводной системы. Должны быть рассмотрены следующие характеристики материалов:

- механические свойства;
- твердость;
- ударная вязкость;
- усталостная прочность;



- свариваемость;
- коррозионная стойкость.

9.2.1.2 Выбор материалов должен включать идентификацию следующих дополнительных требований к трубопроводу, приведенных в 10.9:

- дополнительное требование S, эксплуатация в сероводородсодержащей ( $H_2S$ ) среде (см. 9.2.2);
- дополнительное требование F, характеристики ограничения распространения разрушения (см. 10.5.1);
- дополнительное требование P, трубопровод, подвергаемый пластической деформации;
- дополнительное требование D к размерам;
- дополнительное требование U.

9.2.1.3 Механические характеристики, химический состав, свариваемость и коррозионная стойкость материалов, используемых при изготовлении компонентов, должны быть совместимы с характеристиками части трубопроводной системы, в которой они устанавливаются. Низкие внутренние температуры вследствие разгерметизации системы должны быть рассмотрены при выборе материалов.

## 9.2.2 Эксплуатация в сероводородсодержащей среде

9.2.2.1 Трубопроводы для транспортировки текучих сред, содержащих сероводород ( $H_2S$ ), должны быть оценены на предмет эксплуатации в среде  $H_2S$  (также называемой «эксплуатации в кислой среде») согласно **ISO 15156**. По всем компонентам трубопроводов, подвергаемым действию таких внутренних текучих сред, материалы должны выбираться в соответствии с настоящим стандартом. К материалам, предназначенным для эксплуатации в среде  $H_2S$  согласно ISO 15156, всегда предъявляются особые требования по твердости. Они применяются к материалам, как в состоянии поставки, так и после монтажных работ (например, после сварки). По некоторым материалам действуют ограничения при изготовлении (например, термическая обработка) и сборке (например, холодное формование).

9.2.2.2 Некоторые используемые материалы, на которые не распространяется стандарт ISO 15156 (например, C-Mn и низколегированная сталь с  $SMYS > 450$  МПа, мартенситная нержавеющая сталь 3Cr), должны аттестоваться согласно упомянутому стандарту. То же самое относится к случаю, если материал,

предназначенный для эксплуатации в среде H<sub>2</sub>S, должен работать за пределами заданных условий (например, максимальная твердость).

9.2.2.4 Дополнительные требования настоящего стандарта по эксплуатации в среде H<sub>2</sub>S приводятся в 10.9.1 и в 11.3.6.

### 9.2.3 Коррозионно-стойкие сплавы

9.2.3.1 Мартенситные нержавеющие стали 13 Cr (т. е. специальные сплавы, разработанные для нефтегазовых трубопроводов), в общем случае, считаются абсолютно стойкими к коррозии, вызываемой CO<sub>2</sub>, при условии, что сварные швы имеют адекватную послесварочную термообработку (PWHT). Дуплексные нержавеющие стали 22Cr и 25Cr и аустенитные сплавы CRA также являются абсолютно стойкими к коррозии и не требуют PWHT. Дуплексные (феррито-аустенитные) стали и мартенситные нержавеющие стали могут быть менее стойкими, чем сталь C-Mn к воздействию кислот. Ингибиторы коррозии для таких кислот, разработанные для стали C-Mn, могут быть неэффективными для сплавов CRA.

9.2.3.2 В условиях, когда вода, кислород и хлорид могут присутствовать в текучей среде, например, при инжектировании воды, нержавеющая сталь может подвергнуться локальной коррозии. Поэтому стойкость против коррозии должна рассматриваться по каждому конкретному случаю. В особых случаях применения должно быть рассмотрено проведение коррозионных испытаний с целью аттестации материала для применения по заданному назначению.

9.2.3.3 Сплав 625 (UNS N06625), в общем случае, рассматривается как стойкий против морской воды при температуре окружающего воздуха. Дуплексная сталь типа 25Cr (например, UNS S32750/S32760), в общем случае, является стойкой против морской воды при температуре окружающего воздуха, но требует более строгого контроля микроструктуры основного материала и сварного шва, поэтому коррозионные испытания часто включаются в аттестацию процедур изготовления и сборки по этим материалам. Дуплексная сталь типа 22Cr, AISI 316 и сплав 825 (UNS N08825) не устойчивы против коррозии, вызываемой неочищенной морской водой, но приемлемы для компонентов, подвергаемых действию очищенной морской воды (обескислороженной до макс. 10 ppb (фунтов на баррель) и макс. 100 ppb при максимальных месячных и дневных остаточных концентрациях кислорода). Для

последних материалов коррозионные испытания обычно не включаются в спецификации на изготовление и сборку.

9.2.3.4 Трубопроводы и элементы трубопроводов из дуплексной и мартенситной нержавеющей стали требуют особого внимания в отношении подверженности растрескиванию под действием окружающей среды, в первую очередь, водородному растрескиванию под напряжением (HISC), см. 9.4.

9.2.3.5 Кроме стойкости против внутренней коррозии и растрескивания под влиянием окружающей среды, должны быть рассмотрены следующие основные параметры:

- механические характеристики;
- простота сборки, свариваемость конкретного материала.

#### 9.2.4 Трубы

9.2.4.1 Критерии приемлемости и требования контроля мормого трубопровода, включая заводские сварные швы, представлены в Разделе 7. Дополнительная информация по выбору и техническим характеристикам магистрального трубопровода приводится в Таблице 16.

Таблица 16 - Дополнительная информация по выбору и спецификации труб

Рассматриваемый аспект	Примечание
Равномерное относительное удлинение	Равномерное относительное удлинение во многих случаях является более характерным, чем удлинение при разрыве. Равномерное относительное удлинение – это пластическая деформация, которая имеет место до того, как начнется сужение поперечного сечения. При информации о равномерном относительном удлинении материала можно более точно определить, каким является запас прочности конструкции. Равномерное относительное удлинение может быть определено общей деформацией при максимальной нагрузке (т.е. максимальная точка графика напряжения-деформации) за вычетом пластической деформации (т.е. вычерчивание линии, параллельной графику начальной нагрузки в направлении вниз от высокой точки).

Рассматриваемый аспект	Примечание
Размерные допуски	Наиболее существенным достоинством дополнительного требования D является упрощенная подгонка перед сваркой. Более простая подгонка предполагает уменьшение концентрации напряжения и улучшенную целостность конструкции. Допуски, заданные в 10.9.4, рассматриваются как соответствующие самому высокому диапазону, который может быть обеспечен трубопрокатными заводами, имеющими хорошую репутацию.
Коррозионные испытания сплава CRA для плакированного или облицованного трубопровода	Для плакированной или облицованной трубы из сплава 625 (UNS N06625), которая должна быть устойчивой к действию морской воды, следует рассмотреть испытание согласно ASTM G48, Метод А, с критериями приемки как для дуплексной стали 25Cr, см. п. 10.3.4.9.
Сила зажима для облицованного магистрального трубопровода	Сила зажима (см. D.2.1.5) должна быть определена с надлежащим учетом проектных требований, в частности, уровня монтажных и эксплуатационных изгибающих усилий. Если особые требования не определяются, требование должно основываться на силе зажима, определенной при испытании с целью аттестации процедуры изготовления (MPQT).
Влияние нанесения покрытий на механические характеристики	На свойства трубы при растяжении может повлиять высокая температура, применяемая при нанесении покрытия. При нанесении покрытия на трубу, включая покрытия на монтажные соединения, трубы могут быть подвергнуты температурам до приблизительно 250 °С. Для труб, обрабатываемых термомеханически контролируемым процессом (TMCP), и труб, обрабатываемых холодной формовкой, не подвергаемых последующей термической обработке, механические характеристики могут измениться вследствие деформационного старения, вызывающего, например, увеличение предела текучести. Это может впоследствии значительно повлиять на критический размер дефекта, если труба деформируется выше предела текучести.

Рассматриваемый аспект	Примечание
Свойства ограничения распространения разрушения	<p>Дополнительные требования ограничения распространения разрушения (F) представлены в 10.9.2 и распространяются на газовые трубопроводы, транспортирующие, в основном, чистый метан до 80 % коэффициента использования, при давлении до 15 МПа, с толщиной стенки трубы 30 мм и диаметром 1120 мм.</p> <p>При условиях, выходящих за пределы вышеназванных ограничений, требуемые свойства ограничения распространения разрушения должны основываться на расчетах, которые отражают фактические условия, или на полномасштабных испытаниях. Ударная вязкость, требуемая для ограничения распространения разрушения от обогащенного (жирного) газа, т. е. газовых смесей,</p>
Наматывание на барабан продольно сваренных труб и плакированных труб	<p>В связи с ограниченным практическим опытом особое внимание должно быть уделено продольно сваренным трубам, чтобы обеспечить соответствие продольного сварного шва, зоны термического влияния и основного материала таких труб заданному назначению после значительных деформаций.</p> <p>Рекомендуется, чтобы прочность металла сварного шва трубы превышала прочность основного материала. Кроме того, рекомендуется обеспечить ограниченное усиление верхнего слоя продольного сварного шва, чтобы избежать концентрации</p>
Дополнительное требование U – Ретроспективная аттестация	<p>Заказчик может модифицировать условия поставки для приведения ее в соответствие с Дополнительным требованием U. Требования к механическим испытаниям представлены в п. 10.9.5.</p>

Равномерное относительное удлинение во многих случаях является более характерным, чем удлинение при разрыве. Равномерное относительное удлинение – это пластическая деформация, которая имеет место до того, как начнется сужение поперечного сечения. При информации о равномерном относительном удлинении материала можно более точно определить, каким является запас прочности конструкции.

Равномерное относительное удлинение может быть определено общей деформацией при максимальной нагрузке (т.е. максимальная точка графика напряжения-деформации) за вычетом пластической деформации (т.е. вычерчивание линии, параллельной графику начальной нагрузки в направлении вниз от высокой

точки).

Для плакированной или облицованной трубы из сплава 625 (UNS N06625), которая должна быть устойчивой к действию морской воды, следует рассмотреть испытание согласно ASTM G48, Метод А, с критериями приемки как для дуплексной стали 25Cr.

Сила зажима для облицованного магистрального трубопровода должна быть определена с надлежащим учетом проектных требований, в частности, уровня монтажных и эксплуатационных изгибающих усилий. Если особые требования не определяются, требование должно основываться на силе зажима, определенной при испытании с целью аттестации процедуры изготовления (MPQT).

На свойства трубы при растяжении может повлиять высокая температура, применяемая при нанесении покрытия. При нанесении покрытия на трубу, включая покрытия на монтажные соединения, трубы могут быть подвергнуты температурам до приблизительно 250°C. Для труб, обрабатываемых термомеханически контролируемым процессом (TMCP), и труб, обрабатываемых холодной формовкой, не подвергаемых последующей термической обработке, механические характеристики могут измениться вследствие деформационного старения, вызывающего, например, увеличение предела текучести. Это может впоследствии значительно повлиять на критический размер дефекта, если труба деформируется выше предела текучести.

Дополнительные требования ограничения распространения разрушения (F) представлены в 10.9.2 и распространяются на газовые трубопроводы, транспортирующие, в основном, чистый метан до 80 % коэффициента использования, при давлении до 15 МПа, с толщиной стенки трубы 30 мм и диаметром 1120 мм.

При условиях, выходящих за пределы вышеназванных ограничений, требуемые свойства ограничения распространения разрушения должны основываться на расчетах, которые отражают фактические условия, или на полномасштабных испытаниях. Ударная вязкость, требуемая для ограничения распространения разрушения от обогащенного (жирного) газа, т. е. газовых смесей, которые переходят в двухфазное состояние при декомпрессии, может быть гораздо выше, чем от, в сущности, чистого метана.

Расчеты должны проводиться при использовании Метода двух графиков (ТСМ) Бэттела и соответствующего поправочного коэффициента для расчетных требуемых значений ударной вязкости по Шарпи  $\geq 95$  Дж. ТСМ Бэттела калибровалось на основе данных от полномасштабного испытания, условия которого максимально приближены к фактическим условиям эксплуатации трубопровода по давлению газа, размерам трубопровода и составу газа. Хотя ТСМ Бэттела основывается на физических моделях скорости распространения трещины и скорости декомпрессии, метод включает постоянные, которые зависят от данных выравнивания и расчетов в ограниченном диапазоне условий испытаний.

Наматывание на барабан продольно сваренных труб и плакированных труб В связи с ограниченным практическим опытом особое внимание должно быть уделено продольно сваренным трубам, чтобы обеспечить соответствие продольного сварного шва, зоны термического влияния и основного материала таких труб заданному назначению после значительных деформаций.

Рекомендуется, чтобы прочность металла сварного шва трубы превышала прочность основного материала. Кроме того, рекомендуется обеспечить ограниченное усиление верхнего слоя продольного сварного шва, чтобы избежать концентрации деформации.

## 9.2.5 Компоненты трубопроводов

9.2.5.1 Материалы для компонентов трубопроводов должны выбираться в соответствии с признанными международными стандартами, отвечающими требованиям Разделов 7 и 8. Изменение химического состава, представленного в этих стандартах, может потребоваться для получения надлежащей комбинации свариваемости, закаливаемости, прочности, ковкости, вязкости и коррозионной стойкости материалов.

9.2.5.2 Компоненты должны быть коваными, а не литыми в случае, если предъявляются особые требования к благоприятному направлению зерна, максимальной степени однородности и отсутствию внутренних дефектов.

9.2.5.3 Для материалов, поставляемых в закаленном и отпущенном состоянии, температура отпуска должна быть значительно выше, чтобы обеспечить эффективную послесварочную термообработку в течение последующего изготовления/установки. Минимальная температура отпуска ниже 610 °С, должна

быть задана в спецификации покупателя.

Если сварные швы между компонентом и другими позициями, такими как магистральный трубопровод, должны подвергаться послесварочной термообработке на более поздней стадии, или если требуется иная термическая обработка, в случае необходимости, заказчик может задать в спецификации имитацию термической обработки, которая должна быть проведена на соответствующем испытательном образце.

9.2.5.4 Если химический состав и условия поставки компонентов требуют аттестации специфической процедуры сварки соединения между компонентом и соединительным трубопроводом, компонент должен быть оснащен укороченной трубой из материала магистрального трубопровода, чтобы избежать сварки этих компонентов в полевых условиях.

Альтернативно должны быть обеспечены кольца из материала компонента для аттестации процедуры сварки в полевых условиях.

9.2.5.5 Особое внимание должно быть уделено пригодности эластомеров и полимеров для специальных случаев применения и особых условий эксплуатации. Для подходящего описания методологии по установлению химической совместимости и срока эксплуатации можно применять ISO 23936-2.

## 9.2.6 Болты и гайки

9.2.6.1 Если болты и гайки должны применяться при повышенных температурах, должно быть обеспечено ограничение допустимых условий эксплуатации по прочности.

9.2.6.2 Нержавеющая сталь марки В8М (типа AISI 316) может быть применена, но требует катодной защиты при подводной эксплуатации. Сплавы UNS N06625 или иные сплавы Ni, закаленные на твердый раствор с равным или увеличенным эквивалентным показателем устойчивости к точечной коррозии (PRE), применяются в качестве материала для подводных болтовых соединений без катодной защиты. Эти болты могут использоваться только в закаленном на твердый раствор состоянии (ASTM B446) или в качестве холоднодеформированного сплава до SMYS 720 МПа максимум. При необходимости, должны применяться ограничения эксплуатации в среде H<sub>2</sub>S согласно ISO 15156.

9.2.6.4 Для ограничения HISC низколегированных и углеродистых сталей



твёрдость всех болтов и гаек для катодной защиты не должна превышать 35 HRC или 350 HV. То же ограничение должно применяться к закаленным на твёрдый раствор или холоднодеформированным аустенитным нержавеющей сталям AISI 316 и другим холоднодеформированным аустенитным сплавами. Дисперсионно-твёрдеющие сплавы на основе Fe или Ni, дуплексные и мартенситные нержавеющей стали не должны классифицироваться как материал для болтовых соединений, если они подвергаются катодной защите. Сертификацию и прослеживание болтов см. в п. [6.3.4].

9.2.6.5 Любое покрытие болтов и гаек должно выбираться при надлежащем учете того, как эти покрытия повлияют на свойства при растяжении и свойства в состоянии после монтажа.

Примечание - Цинковые покрытия, фосфатирование и покрытия на основе эпоксидной смолы приемлемы, однако существуют опасения, что горячий способ оцинковки может вызвать потери натяжения болтов, и что полимерные покрытия могут вызвать потерю натяжения болта, а полимерные покрытия могут стать препятствием для обеспечения эффективной катодной защиты вследствие электрической изоляции болта от защищенной поверхности. Покрытия PTFE имеют низкое значение коэффициента трения и, следовательно, должен применяться соответствующий момент затяжки болтов.

#### 9.2.7 Материалы для сварки

Требования к сварке описаны в приложении Б.

### 9.3 Спецификация на материалы

#### 9.3.1 Спецификация на трубу

9.3.1.1 Спецификация, в которой указываются результаты выбора материалов в соответствии с настоящим разделом, должна быть подготовлена заказчиком. В спецификации должны указываться все требования и/или отклонения от настоящего стандарта по материалам, изготовлению, сборке и испытаниям трубопроводов.

9.3.1.2 Спецификация на материалы может быть представлена в форме Листа данных технической информации по материалу согласно настоящему стандарту.

9.3.1.3 Спецификация на материалы должна содержать, следующую информацию:

- количество (например, общая масса или длина трубопровода);
- процесс изготовления;

- тип трубы;
- минимальный заданный предел текучести (SMYS);
- должна ли учитываться усталостная деформация при наружном покрытии;
- наружный или внутренний диаметр;
- толщина стенки трубы;
- допуски на толщину стенки;
- должен ли быть представлен разброс толщины стенки ( $t_{max}$  и  $t_{min}$ ) или стандартное отклонение толщины стенки при выполнении круговых сварочных швов AUT;
- условие поставки;
- минимальная проектная температура;
- диапазон размерных показателей для труб, прошедших доформовку;
- химический состав для труб с толщиной стенки > 25 мм (применяется для трубы C-Mn в состоянии поставки N или Q);
- химический состав для труб с толщиной стенки > 35 мм (применяется для трубы C-Mn в состоянии поставки M);
- требуется ли дополнительное испытание на растяжение в продольном направлении с составлением графиков напряжения-деформации;
- заводское испытание на растяжение основного материала при повышенных температурах настоящим стандартом не требуется, однако, по требованию заказчика, должны быть определены температура (например, максимальная проектная температура), критерии приемки и частота испытания;
- температура испытания образца с V-образным надрезом по Шарпи (CVN) при толщине стенки > 40 мм;
- материал облицовки/плакирования (номер UNS);
- механические и коррозионные свойства материала облицовки/плакирования;
- «тип» уплотняющего сварного шва плакированного трубопровода;
- толщина рабочей трубы и материала облицовки/плакирования;
- требования по силе зажима облицованного трубопровода;
- проверка NTD.

### 9.3.2 Спецификация на элементы трубопровода

Спецификация на материалы должна включать следующее:

- количество (например, общая масса компонентов каждого типа и их размеры);
- стандарт проектирования;
- требуемый проектный срок службы;
- тип материала, состояние поставки, химический состав и механические характеристики при проектной температуре;
  - номинальные диаметры  $D$  или  $ID$ , отклонение от круглой формы и толщина стенки присоединенных труб, включая требуемые допуски;
  - радиус изгиба, см. п. 11.2.3;
  - тип компонента, очищаемый или не очищаемый скребком;
  - требования к калибровке, см. п. 13.10.2;
  - минимальная проектная температура (локальная);
  - максимальная проектная температура (локальная);
  - проектное давление (локальное);
  - глубина воды;
  - условия эксплуатации трубопровода, включая характеристики текучей среды;
  - подробные сведения об условиях окружающей среды;
  - внешние нагрузки и моменты, которые будут передаваться компоненту от соединительного трубопровода при установке и эксплуатации и любые нагрузки от окружающей среды;
  - функциональные требования;
  - спецификация на материалы, включая тип материала, состояние поставки, химический состав и механические свойства при проектной температуре;
  - требуемое испытание;
  - требуемый наплавленный слой сварного шва, стойкий к коррозии, или наплавление твердого сплава;
  - должны ли быть предусмотрены укороченные секции труб из материала магистрального трубопровода;
  - требования к покрытию/окраске.

### 9.3.3 Спецификация на болты и гайки

9.3.3.1 Болты и гайки должны поставляться с сертификатами согласно EN 10204 типа 3.1 или ISO 10474 типа 3.1В. Болты и гайки для применения под давлением должны маркироваться, чтобы обеспечить прослеживаемость

компонентов с этими сертификатами. Результаты испытаний, полученные при специальном контроле первичных или поступающих изделий, не могут применяться при оценке механических характеристик. Крепежные детали из различных производственных партий нельзя смешивать.

9.3.3.2 Болты и гайки для применения под давлением и для основных применений в конструкции должны быть заданы в спецификации как имеющие исполнение с накатанной резьбой.

9.3.3.3 Любое покрытие болтов должно быть задано в документе на поставку болтов. Болты, которые предусмотрены для постоянного погружения в морскую воду, должны быть рассчитаны на действие катодной защиты и не требуют покрытия с целью контроля коррозии.

#### 9.3.4 Спецификация на покрытия трубопроводов

9.3.4.1 В качестве части рабочего проекта в спецификации поставки должны быть определены специфические требования по характеристиками покрытия и к контролю качества изготовления лакокрасочных материалов.

9.3.4.2 Спецификация на покрытия магистрального трубопровода, покрытия монтажных соединений и любого утяжеляющего покрытия должна включать требования по аттестации материалов покрытия, процедур нанесения и ремонта покрытия, размерам укорачивания линейной части трубопровода (включая допуски) и по документации контроля и испытания.

9.3.4.3 Рекомендации к покрытиям труб изложены в ISO 21809 (часть 1-3). Для бетонного покрытия рекомендации приведены в ISO 21809.

#### 9.3.5 Спецификация на гальванический анод

В составе проекта должны быть подготовлены спецификации по изготовлению и установке гальванических анодов. Данные документы должны определять требования к материалам, характеристикам и креплению анодов (включая любые особые положения по непрерывному электрическому контакту) и соответствующему контролю качества.

#### 9.3.6 Спецификация на бетонное покрытие

9.3.6.2 Размеры бетонного покрытия должны быть рассчитаны с учетом

условий прокладки и эксплуатации трубопровода.

9.3.6.3 Для покрытия из каменноугольного песка/каменноугольных эмалей должно быть рассмотрено влияние рабочей температуры ( $> 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) на прочность при сдвиге, чтобы предотвратить аксиальное скольжение трубопровода внутри бетонного покрытия.

## **10 Защита подводных трубопроводов от коррозии**

Технические решения по обеспечению противокоррозионной защиты, включая выбор типа и конструкции защитного покрытия, элементов системы электрохимической защиты и средства коррозионного контроля и мониторинга состояния подводных трубопроводных систем необходимо принимать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58284.

## **11 Балластировка подводных трубопроводов**

Технические решения по обеспечению устойчивого положения подводных трубопроводных систем на проектных отметках необходимо принимать в соответствии с требованиями СП 378.1325800, СП 422.1325800 и ГОСТ Р 57993.

## **12 Строительство подводных трубопроводов**

### **12.1 Общие положения**

#### **12.1.1 Введение**

Требования настоящего раздела распространяются на инженерные изыскания, расчеты и техническую документацию, которые должны быть подготовлены и согласованы для выполнения строительства и испытаний подводных трубопроводов и жестко закрепленных райзеров.

12.1.2 Анализ вида и последствий отказов и исследования опасности и работоспособности

Систематический анализ работ по строительству подводных трубопроводов и состояния оборудования и должен выполняться на основе анализа видов и последствий отказов FMEA в рамках исследования опасности и работоспособности

HAZOP в целях выявления возможных критических точек или операций, которые могут привести к возникновению опасных событий и их эскалации, а также в целях принятия корректирующих действий для предотвращения опасных событий и контроля их последствий. Глубина анализа должна обеспечивать принятие необходимых действий при опасных событиях, а также должна учитывать полезный опыт ранее выполненных операций по строительству подводных трубопроводов. Способы и методы выявления и оценки опасностей установлены в ГОСТ Р ИСО 17776 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010.

Особое внимание должно быть уделено прокладке участков трубопроводов, проходящих вблизи существующих объектов и коммуникаций или проходящих в прибрежной зоне, где существует повышенная опасность, связанная с судоходством, якорными стоянками и т.д.

В рамках HAZOP должны быть исследованы следующие ситуации:

- одновременно выполняемые работы;
- грузоподъемные операции, включая транспортировку и хранение трубных секций;
- смятие секции трубопровода без или с попаданием морской воды во внутреннюю полость;
- укладка трубопровода, включая протаскивание по берегу;
- работы в опасных зонах;
- критические работы (укладка трубопроводов по кривой с малым радиусом, на участках с обрывистым рельефом морского дна и т. п.);
- отказ оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики;
- работы по стыковке плетей трубопроводов;
- подготовка к пусконаладочным работам;
- внешние условия окружающей среды;
- аварийное покидание строительной площадки;
- отказ системы позиционирования трубоукладочного судна;
- обследование трубопровода.

### 12.1.3 Проект морских операций по строительству подводного трубопровода

Проект морских операций по строительству трубопровода и сопроводительная документация должны быть разработаны и согласованы с заказчиком и

подрядчиками на каждый вид работ, выполняемых в рамках проекта операций, а также одобрены РМРС и МГС до начала выполнения работ. Состав разделов проекта морских операций по строительству подводного трубопровода и сопроводительной документации представлен в 12.6.

#### 12.1.4 Обеспечение качества

Подрядчики, выполняющие работы, должны иметь внедренную систему контроля качества, соответствующую требованиям ГОСТ Р ИСО 9001.

#### 12.1.5 Требования к персоналу и его подготовке

Привлекаемые подрядчиками руководитель морской операции по строительству, персонал и экипажи судов, обеспечивающих строительство подводных трубопроводов должны обладать необходимой квалификацией и компетентностью, иметь соответствующий опыт и подготовку в области своей ответственности в выполняемой операции, а также иметь допуск к производству работ.

Руководитель строительства, персонал и экипажи судов должны владеть государственным языком Российской Федерации или иностранным языком, если это предусмотрено договором на проведение строительства подводных трубопроводов на уровне, достаточном для выполнения работ.

Квалификационные требования к руководителю морской операции по строительству, персоналу и экипажам судов, обеспечивающим строительство подводных трубопроводов, определены в нормативном документе РМРС «Правила разработки и проведения морских операций» [24]. Требования к минимальному составу экипажей, обеспечивающих безопасность работы судов, участвующих в морских операциях, установлены в Федеральном законе «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации» [25] и Международном кодексе для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс) [26].

Привлекаемый для выполнения морских операций персонал должен пройти подготовку по вопросам безопасности на море, включая способы личного выживания, с оформлением медицинских разрешений для работ в море и получением соответствующих сертификатов, в том числе о прохождении первичного обучения по программе «Начальная подготовка по вопросам безопасности и

инструктажа» в соответствии с Международной Конвенцией о подготовке и дипломировании моряков и несении вахты 1978 года, с поправками (Конвенция ПДНВ) или по программам: «Основы безопасности на морских объектах и подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации (BOSIET)» и «Обучение по эвакуации из вертолета под водой (HUET)» с последующей переподготовкой (через 4 года) по программе: «Дальнейшая подготовка к реагированию на чрезвычайные ситуации (FOET)».

Перед началом операции руководитель строительства должен проинструктировать весь участвующий в операции персонал и экипажи судов по техническим процедурам морских операций, их пошаговому выполнению, способам коммуникации, вопросам безопасности и действиям в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

Инструктаж должен охватывать следующие темы:

- общие и специфические правила безопасного производства работ;
- распределение обязанностей;
- требования к выполняемым работам и связанным с ними другим видам деятельности;
- правил эксплуатации технических средств и оборудования, используемых при проведении морских операций.

Проведение проверки системы оповещения и управления эвакуацией при пожаре должно осуществляться в сроки, установленные действующими нормативными документами по пожарной безопасности. В условиях, где строительно-монтажные работы в море проводятся по нескольким подводным трубопроводам с использованием большого количества судов, должно быть предусмотрено проведение совместных проверок.

Все записи по проводимым инструктажам и проверкам должны документироваться и обновляться.

#### 12.1.6 Навигационно-гидрографическое обеспечение

Для навигационно-гидрографического обеспечения строительства подводного трубопровода необходимо привлечь специализированную организацию.

Выполнение морских операций по строительству подводных трубопроводов должно быть обеспечено средствами внутренней и внешней связи, включая



радиоканалы, телефонную связь, факсимильную связь, электронную почту.

На судах технического флота (трубоукладочном судне, судне траншеекопателя, судне трубозаглубителе и т.д.) должен иметься доступ к информации о навигационной обстановке, регулярным метеорологическим сводкам, прогнозам погоды от двух местных независимых друг от друга метеорологических станций, которые должны быть дополнены метеорологическими данными за прошлые периоды и другим срочным сообщениям, относящимся к навигационной безопасности.

Прогнозы погоды должны поступать до начала операции и во время морских операций. Прогнозы необходимо получать периодически в течение проведения всей операции с интервалом, не превышающим 12 часов.

Плановое положение судов технического флота в процессе их перемещения по заданной трассе при прокладке морских трубопроводов может определяться одним из следующих методов:

- в абсолютной системе координат с помощью спутниковых радионавигационных систем;
- относительно опорных радиостанций, размещенных на берегу или стационарных основаниях, а также относительно гидроакустических станций, размещенных на морском дне;
- комбинированным способом, включающим выход трубоукладочного судна или трубозаглубителя в заданный район с использованием спутниковой радионавигационной системы с последующим уточнением местоположения по опорным станциям, расположенным на берегу и стационарных платформах.

## **12.2 Изготовление соединительных деталей и сборочных узлов трубопроводов на береговых площадках**

Требования к изготовлению соединительных деталей и сборочных узлов трубопроводов на береговых площадках представлены в разделе 9.

## **12.3 Обследование морского дна по трассе трубопровода и подготовительные работы**

12.3.1 В дополнение к инженерным изысканиям, выполняемым вдоль трассы трубопровода на стадии проектирования, непосредственно перед укладкой трубопровода необходимо осуществить обследование морского дна для учета следующих условий:

- вышел срок давности использования материалов выполненных инженерных изысканий, определенный в СП 11-114;

- трасса трубопровода проходит в районах моря со сложными гидрометеорологическими условиями, характеризуемыми высокой активностью и влиянием на рельеф морского дна;

- вдоль трассы прокладываемого трубопровода проводились работы по установке новых конструкций и сооружений, точное расположение которых необходимо определить;

- существует вероятность обнаружения ранее неучтенных препятствий и посторонних предметов вдоль трассы прокладываемого трубопровода, появившихся вследствие осуществления судоходства в данном районе;

- в пределах трассы прокладки трубопровода проводились работы по подготовке поверхности морского дна.

12.3.2 Подготовка поверхности морского дна перед прокладкой трубопровода необходима для:

- удаления посторонних предметов и неровностей поверхности морского дна, препятствующих операциям по укладке трубопровода;

- устранения нагрузок и деформаций, превышающих проектные значения, связанных с пространственным положением и формой рельефа морского дна (склоны, впадины, возвышенности, эрозия и размывы);

- планировки грунтовой поверхности (отсыпка выравнивающих постелей, срезка грунта, разработка подводных траншей и котлованов);

- подготовки пересечений с трассами трубопроводов и кабелей;

- предотвращение повреждения покрытия трубопроводов и установленных элементов противокоррозионной защиты.

Объем работ по подготовке поверхности морского дна, проектные допуски на укладку трубопровода и требования к выполнению операций должны быть

определены в проекте морских операций по строительству подводного трубопровода (см. 12.6).

### 12.3.3 Пересечения трубопроводов и кабелей

Точное расположение существующих подводных трубопроводов, кабелей, конструкций и иных сооружений должно быть определено при проведении обследования морского дна вдоль трассы прокладываемого трубопровода.

Подготовка к пересечению трубопроводов и кабелей должна выполняться в соответствии с техническими условиями, в которых подробно рассмотрены меры, которые должны быть приняты для исключения возможности повреждения трубопроводов и кабелей. Работы должны проходить под контролем ТНПА для подтверждения надлежащего расположения и конструкций опор. Опоры и профиль насыпи над существующими объектами должны быть выполнены в соответствии с принятым проектом.

Технические условия на пересечения должны устанавливать требования в отношении:

- минимального расстояния между трубопроводом и существующими сооружениями;
- координат точки пересечения;
- обозначения существующих сооружений;
- расположения и ориентации существующих сооружений во всех направлениях относительно пересечения;
- плана и профиля пересечения;
- глубины заложения существующих сооружений;
- коридоров укладки якорных линий и мест заложения якорей судов технического флота, обеспечивающих выполнение операций;
- установки опорных конструкций или отсыпка щебеночного основания;
- мероприятий по предотвращению размывов и эрозии морского дна вокруг опорных конструкций;
- методов контроля и мониторинга;
- требований к допускам;
- прочих условий.

## **12.4 Суда технического флота, персонал, системы и оборудование, обеспечивающие строительство**

### 12.4.1 Суда технического флота

Суда технического флота, их оборудование, механизмы, машины и устройства, обеспечивающие выполнение морских операций по строительству подводных трубопроводов, монтажу райзеров и трубных вставок должны соответствовать требованиям Российского законодательства в области технического регулирования и промышленной безопасности, международных конвенций, уполномоченных органов государственного контроля (надзора) и признанного классификационного общества, на соответствие которым они запроектированы.

Суда технического флота, их оборудование, механизмы, машины и устройства, обеспечивающие выполнение морских операций должны быть освидетельствованы согласно требований признанного классификационного общества, на соответствие которому они запроектированы, при этом срок освидетельствования не должен истечь до момента прогнозируемого завершения операции с учетом возможных задержек.

К судам технического флота, обеспечивающим выполнение морских операций на акваториях с ледовым режимом, предъявляются дополнительные требования к освидетельствованию согласно Международного кодекса для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс) [26].

Характеристики всех судов технического флота, участвующих в морской операции, должны соответствовать характеристикам, представленным в проекте морских операций по строительству подводного трубопровода или быть выше этих характеристик.

Оборудование, не соответствующее характеристикам, представленным в проекте морских операций, должно быть заблокировано, если его присутствие не мешает нормальной эксплуатации другого оборудования и не представляет угрозы безопасности для персонала. В противном случае это оборудование должно быть демонтировано.

Суда технического флота, их оборудование, механизмы, машины и устройства должны быть испытаны и введены в эксплуатацию до начала морских операций.

#### 12.4.2 Персонал

Требования к персоналу, обеспечивающему выполнение работ по строительству подводного трубопровода, и его подготовке изложены в 12.1.5.

#### 12.4.3 Системы позиционирования

Суда технического флота (трубоукладочное судно, судно траншеекопатель, судно трубозаглубитель и т.д.), обеспечивающие выполнение морских операций по строительству подводных трубопроводов должны быть оборудованы системами позиционирования, способными обеспечивать удержание судов над заданной точкой, с заданным курсом, ограничением перемещений в заданных пределах и обеспечением условий для выполнения технологических процессов при помощи якорей, якорных линий, работы средств активного управления или комбинацией указанных способов.

При проведении операций в районах с интенсивным судоходством или в непосредственной близости от других сооружений возможно применение локальных систем более высокой точности, например, акустической системы позиционирования. Дополнительный контроль выполняемых операций целесообразно осуществлять с применением ТНПА.

Системы позиционирования должны иметь, как минимум, 100 % резервирование для предупреждения ошибок или сбоев в позиционировании. Для контроля удерживаемой позиции трубоукладочного судна при выполнении операций по строительству подводного трубопровода необходимо применять две независимых бортовых системы контроля позиционирования. Во время выполнения операций обе системы должны одновременно функционировать, и каждая из систем должна обеспечивать резервирование другой. Каждая из систем должна быть обеспечена независимым источником питания.

##### 12.4.3.1 Системы позиционирования с якорными линиями

Системы позиционирования с якорными линиями, предназначенные для удержания судов технического флота, обеспечивающих выполнение морских операций по строительству подводных трубопроводов должны соответствовать следующим требованиям:

– на посту управления или на мостике судна, а также в местах размещения лебедок должно быть установлено оборудование для измерения натяжения и длины якорных линий;

– мониторинг состояния дистанционно управляемых лебедок должен осуществляться с поста управления или мостика судна при помощи контрольно-измерительного оборудования и систем видеонаблюдения.

Проектирование систем позиционирования с якорными линиями для выполнения морских операций по строительству должно выполняться в соответствии с требованиями настоящего пункта и ГОСТ Р ИСО 19901–6:2009, MOD (проект).

Суда обслуживания якорей должны быть оснащены:

– собственной системой позиционирования, обеспечивающей высокую точность установки якорей и укладки якорных линий в непосредственной близости от существующих сооружений;

– компьютерами с программным комплексом, обеспечивающим их согласованную совместную работу с судном траншеекопателем, трубоукладочным судном и другими судами с системами позиционирования с якорными линиями, задействованными в выполнении морских операций по строительству трубопровода.

Техническая процедура установки якорей должна обеспечивать:

- надежное закрепление якорей на палубе судна обслуживания якорей при их развозке;

– установку якорей в соответствии с координатами и ориентацией, указанными в схеме их раскладки;

– соблюдение установленных для конкретной площадки строительства зазоров безопасности от существующих сооружений при установке якорей и укладке якорных цепей;

– контроль местоположения якоря в течение выполнения морской операции по строительству трубопровода.

#### 12.4.3.2 Системы динамического позиционирования

Системы динамического позиционирования судов технического флота, обеспечивающих выполнение морских операций по строительству подводных трубопроводов, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р ИСО 19901-7, MOD 106

(проект), а также рекомендациями [27] и [28].

Технические характеристики систем динамического позиционирования должны обеспечивать сохранение удерживаемых позиций судами при выполнении технологических процессов в условиях нагрузок от внешних воздействий окружающей среды в районе строительства.

#### 12.4.4 Грузоподъемные краны и транспортные системы

Грузоподъемные краны и оборудование, включая строповочные элементы и такелаж, применяемые при выполнении морских операций по строительству подводных трубопроводов, должны соответствовать нормативным требованиям действующих стандартов. Сертификаты на оборудование, действительные для работы и условий, при которых оно может эксплуатироваться, должны находиться на борту судна и быть доступными для проверки.

На трубоукладочном судне должны быть предусмотрены следующие соответствующие машины и оборудование:

- грузоподъемные краны – для перемещения технологических грузов с транспортных судов на трубоукладочное судно и обратно (оборудования, секций труб, приспособлений, инструментов, грузов в мешках и контейнерах, предметов жизнеобеспечения и т.п.);

- мостовые краны и тельферы - для перемещения грузов и оборудования по трубоукладочному судну;

- система пневмотранспорта – для перемещения сыпучих материалов (цемента, песка, химреагентов и т.п.);

- система гидротранспорта - для подачи жидкостей (топлива, смазочных материалов, технической и питьевой воды и т.п.) с транспортных судов и по трубоукладочному судну.

#### 12.4.5 Оборудование и устройства для укладки трубопроводов

12.4.5.1 Устройства натяжения трубопровода должны работать в безотказном режиме и обеспечивать необходимые силу натяжения и удерживающую силу;

должны иметь достаточный запас усилий торможения и давления обжатия, чтобы поддерживать контролируемое напряжение в укладываемых трубопроводах. Приложенные силы должны регулироваться таким образом, чтобы исключить повреждение трубопровода или покрытия.

Система натяжения трубоукладочного судна должна обеспечивать:

- достаточное резервирование, предотвращающее одновременный выход из строя различных элементов натяжного устройства;
- остановку процесса укладки трубопровода в случае отказа натяжного устройства до устранения поломки.

12.4.5.2 Если позволяет метод укладки, трубопровод должен поддерживаться по всей длине судна и на стингере с помощью роликов, рельсов или направляющих, что позволяет трубе перемещаться по направлению оси. Опоры должны предотвращать повреждения покрытия трубы, покрытий монтажных соединений, протекторов и смонтированных в трубопроводе сборочных узлов, а ролики должны свободно вращаться. Регулировка опор в вертикальном и горизонтальном направлениях должна обеспечивать плавное перемещение трубы с судна на стингер, чтобы нагрузка на трубопровод оставалась в заданных пределах. Высота опор и расстояние между ними должны отсчитываться относительно четкой и легко распознаваемой базовой линии. Геометрия опор трубопровода должна быть проверена до укладки, и принятая высота и шаг между опорами должны иметь постоянную маркировку или какое-либо другое обозначение.

Для обеспечения плавного перехода трубопровода с судна на забортный конец стингера они (стингеры) должны быть отрегулированы в соответствии с требованиями конструкции и гарантировать, что нагрузка на трубопровод остается в заданных пределах. Проверка геометрических размеров стингера должна быть выполнена до укладки труб. Если стингер может регулироваться в процессе укладки, необходимо иметь возможность определения положения стингера и его конфигурации по отношению к положению меток или по индикатору. Всплывающий стингер должен быть снабжен индикатором, указывающим положение роликов относительно водной поверхности.



12.4.5.3 В процессе укладки датчик контроля смятия должен постоянно протягиваться по трубопроводу, если только аналогичный контроль деформаций не обеспечивается другими средствами. Способ, который обеспечивает такую же эффективность контроля, должен быть указан в документации. Возможны исключения, когда датчик местной потери устойчивости не может быть использован вследствие особенностей метода монтажа, например, при монтаже размоткой с барабана или при малых диаметрах труб, когда зазор между внутренней стенкой трубы и диском датчика местной потери устойчивости очень мал, и контакт с усилением сварного шва может привести к ложному срабатыванию индикатора. Датчик местной потери устойчивости должен устанавливаться таким образом, чтобы можно было контролировать критические участки (расстояние после прикосновения к нижней точке). Диаметр диска датчика местной потери устойчивости должен выбираться с учетом внутреннего диаметра трубопровода и значений допусков на овальность, толщины стенок и несоосности внутреннего наплавленного валика сварного шва.

12.4.5.4 Должна быть предусмотрена система временной укладки трубопровода на морское дно с заполнением морской водой с помощью лебедки и его возврата для возобновления работ.

12.4.5.5 Должно быть установлено достаточное количество средств измерений и устройств для обеспечения возможности контроля основного оборудования и всех существенных параметров, необходимых для проверки напряжений и/или деформаций и контроля технологических параметров укладки:

а) для устройств натяжения:

- фактического натяжения, регулировки натяжения и отклонений от заданного значения натяжения;

- положения натяжного устройства;

б) для стингера:

- положения укладываемого трубопровода;

- положения канатов лебедок опускания/поднятия трубопровода;

- положения последнего ролика стингера;

- усилий на роликах стингера;

- пространственного положения стингера;

в) для параметров укладки:

- параметров укладки (скорость, пикетаж, количество сваренных и обетонированных секций трубопровода и т.п.) в зависимости от принятого метода строительства;

г) для положения трубопровода на дне:

- положения трубопровода на морском дне или основании подводной траншеи;

д) для датчика контроля смятия трубопровода:

- растягивающего усилия в трубопроводе;

- длины каната датчика контроля смятия;

е) для лебедок:

- натяжение и длины буксирного каната;

ж) для трубоукладочного судна:

- положения судна;

- перемещений судна, вызванные продольно-горизонтальной, поперечно-горизонтальной, бортовой, килевой качкой и рысканием;

- глубины воды;

- осадки судна;

- крена и дифферента судна;

- скорости и направления ветра;

- скорости и направления течения;

и) для судна, укладывающего трубопровод методом буксировки:

– скорости буксировки трубопровода и натяжение;

- глубины погружения плети трубопровода и расстояние от ее оконечности до морского дна;

– положения балластных клапанов, скорости приема и удаления балластных вод;

- напряжений в плети трубопровода при буксировке и укладке.

До начала работ все контрольно-измерительные приборы должны пройти калибровку, вся документация о результатах пройденной калибровки должна храниться на борту трубоукладочного судна. Для всех контрольно-измерительных приборов должны иметься запасные части.

На посту управления или на мостике трубоукладочного судна должно быть установлено оборудование для мониторинга и обработки данных, поступающих с контрольно-измерительных приборов.

### **12.5 Способы укладки трубопроводов на морское дно**

Подводные трубопроводы могут укладываться на морское дно различными способами, основными из которых являются:

- протаскивание по грунту;
- метод свободного погружения;
- укладка с трубоукладочного судна;
- опускание со льда;
- укладка с использованием наклонного бурения.

Возможны и другие способы или их комбинации.

Классификация способов укладки подводных трубопроводов и описание технологических выполнения работ представлены в нормативном документе РМРС «Правила разработки и проведения морских операций» [6].

### **12.6 Техническая документация на строительство подводных трубопроводов**

Состав и содержание технической документации на морские операции по строительству подводных трубопроводов должен определяться исходя из специфики и объема выполняемых работ. В общем виде техническая документация на морские операции по строительству подводного трубопровода должна содержать следующие основные документы:

- план морских операций;
- проект морских операций.

План операций должен описывать организацию проведения морских операций по строительству подводного трубопровода и должен включать следующие разделы:

- пояснительную записку (исходные данные для разработки морской операции, перечень руководящих документов, этапы морской операции, описание факторов риска, мероприятия по управлению рисками);

- организационную схему морских операций;
- график проведения морских операций.

Проект операций может выполняться на несколько взаимосвязанных операций или на одну операцию и должен описывать детали и порядок осуществления работ, используемые суда, применяемые конструкции, устройства и оборудование, возможность проведения операций в нормальных условиях и при возникновении чрезвычайных и аварийных ситуаций. В зависимости от вида операций в проект рекомендуется включать следующие разделы:

- а) описание внешних условий и воздействий;
- б) распределение ответственности участников операции;
- в) организационно-технологическая схема проведения морской операции;
- г) ограничения, обусловленные внешними условиями окружающей среды;
- д) доставка, перегрузка, хранение трубных секций;
- е) описание способа укладки трубопровода;

ж) обоснование выбора судов технического флота и основных технических характеристик применяемых систем и оборудования для укладки трубопровода, спецификации/главные размерения и основные характеристики судов, чертежи общего расположения с указанием основных технических характеристик;

- и) навигационное обеспечение и связь;
- к) гидрометеорологическое обеспечение;
- л) комплект чертежей на строительство трубопровода:

- трассы трубопровода;
- профилей трассы трубопровода;
- конструкции укладываемых плетей трубопровода, в том числе бетонного защитного утяжеляющего покрытия;

- подготовки морского дна (срезки грунта, ровнения поверхности, устройства щебеночного основания, установки опорных конструкций);

- пересечений трубопровода с другими подводными трубопроводами и кабелями;

- зазоров безопасности до существующих сооружений в районе работ;
- установки протекторной защиты;
- трубных вставок, гнутых отводов райзеров, чертежи конструктивной защиты трубопровода и т.д.;

- м) технические характеристики системы позиционирования с якорными линиями

(в случае применения), схема установки якорей и укладки якорных линий;

н) технические характеристики системы динамического позиционирования (в случае применения);

п) методы мониторинга, контроля и регистрации напряжений/деформаций, возникающих в укладываемом трубопроводе, на всех этапах монтажных работ;

р) контроль точки касания трубопровода с морским дном;

с) технология сварки трубопроводов и контроля сварных швов;

т) технология ремонта сварных соединений;

у) технология ремонта поврежденного покрытия труб;

ф) методы изоляции монтажных стыков;

х) технология ремонта трубопровода при смятии без образования трещины и при ее наличии с попаданием воды внутрь трубопровода;

ц) обеспечение зимней укладки трубопровода, предотвращение обледенения, удаление льда, низкотемпературные запасы стали и бетонного покрытия и т.д.;

ч) планы действий в чрезвычайных (при нарушении планируемого хода морской операции) и аварийных (при возможности возникновения аварии) ситуациях;

ш) применяемые спасательные средства;

щ) ведомость запасных частей и инструментов и аварийного снабжения;

э) мероприятия по уменьшению воздействия на морскую биоту (при укладке разработке подводной траншеи и укладке трубопровода);

ю) мероприятия по предотвращению загрязнения водной среды;

я) мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферы.

## Приложение А (справочное)

### Механические и коррозионные испытания

#### А.1 Общие положения

##### А.1.1 Назначение

А.1.1.1 В настоящем приложении рассматриваются методы механических испытаний, химического анализа и коррозионных испытаний материалов и изделий.

##### А.1.2 Область применения

А.1.2.1 Настоящее приложение распространяется на испытания материалов всех типов с требованиями к испытаниям, которые указываются в настоящем стандарте.

А.1.2.2 Испытательные лаборатории должны соответствовать требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019.

#### А.2 Механические испытания и химический анализ

##### А.2.1 Общие требования по отбору и подготовке проб и заготовок для испытания

А.2.1.1 Рекомендации по отбору проб и подготовке заготовок для испытания приведены в ISO 277.

А.2.1.2 При любом механическом испытании, независимо от его конкретного назначения, любая заготовка для испытаний, которая обнаруживает несовершенства материала, наблюдаемые как перед испытанием, так и после него, может быть отбракована и заменена на другую заготовку для испытаний, отобранную из той же трубы. Если на результаты испытания влияют ненадлежащие отбор проб, механическая обработка, подготовка, обращение или испытание, проба для испытаний должна быть заменена надлежащим образом подготовленной пробой, отобранной из той же трубы, а испытание должно быть повторено.

А.2.1.3 При испытаниях на растяжение, испытаниях на удар CVN, испытаниях DWT, испытаниях на управляемый изгиб и испытаниях на сплющивание линейных участков трубопроводов пробы должны отбираться, а соответствующие заготовки для испытаний приготавливаться в соответствии с действующим ссылочным стандартом.

##### А.2.2 Химический анализ

А.2.2.1 Пробы для анализа плавки и изделия должны отбираться и приготавливаться в

соответствии с ГОСТ Р ИСО 14284-2009. Результаты химического анализа должны указываться с тем же количеством знаков (или более), что и значение, указываемое в технических условиях на изделие и/или в настоящем стандарте.

А.2.2.2 Анализ химического состава наплавленного слоя сварного шва должен проводиться на материале, отобранном на поверхности наплавленного слоя после механической обработки так, чтобы минимальное расстояние от поверхности до линии сплавления было равно 3 мм или минимальной толщине, заданной для готового компонента, в зависимости от того, какое из значений меньше.

### **А.2.3 Испытание на растяжение**

А.2.3.1 Испытание на растяжение должно проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 1497. Конфигурация заготовки для испытания и возможное сплющивание заготовки для испытания должны быть одинаковыми для всех поставляемых позиций. К механически обработанной поверхности должен быть присоединен экстензометр. Экстензометры должны присоединяться с двух сторон.

А.2.3.2 Заготовки для испытания с прямоугольным поперечным сечением должны быть репрезентативными для всей толщины стенки. Продольные/аксиальные заготовки для испытаний не должны быть сплюснутыми.

Поперечные/тангенциальные заготовки должны быть сплюснутыми. Концы заготовок для испытания могут быть сплюснуты для зажима или механически обработаны для подгонки под зажимы испытательной машины. Валики сварного шва могут быть сошлифованы заподлицо, а локальные несовершенства устранены.

А.2.3.3 Заготовки для испытания с круглым поперечным сечением должны изготавливаться из несплюснутых проб. При испытаниях на продольное/аксиальное растяжение, если  $t \geq 19,0$  мм, заготовки для испытания должны иметь диаметр 12,7 мм или больший, если диаметр 12,7 мм обеспечить невозможно.

А.2.3.4 При испытаниях изделий с  $D < 219,1$  мм, по усмотрению производителя, для испытаний на продольное/аксиальное растяжение могут использоваться заготовки для испытания полного сечения.

А.2.3.5 По согласованию сторон кольцеобразные образцы для испытаний на раздачу могут использоваться для определения предела текучести при поперечном растяжении.

А.2.3.6 Все испытания на растяжение сварных швов должны проводиться с использованием заготовок для испытания круглого сечения.

В.2.3.7 Заготовки для испытания поперечного сварного шва на растяжение должны иметь прямоугольное поперечное сечение. Усиление сварного шва должно быть удалено с

лицевой стороны шва и со стороны корня посредством механической обработки или шлифования. Должна быть определена прочность при растяжении (предел текучести и относительное удлинение определять не требуется).

А.2.3.8 Заготовки для испытания поперечного сварного шва на растяжение плакированных или футерованных линейных участков трубопроводов должны изготавливаться из всей толщины углеродистой стали после удаления CRA, без уменьшения толщины стенки С-Mn стали.

Использование цельносварного образца для испытания на растяжение несущего наплавленного слоя сварного шва.

А.2.3.9 Заготовки для испытания должны иметь круглое поперечное сечение с максимально большим диаметром. Заготовки для испытания должны изготавливаться механическим способом из наплавленного слоя поперечно направлению сварки.

#### **А.2.4 Испытание на изгиб**

А.2.4.1 Заготовки для испытания на управляемый изгиб роликового сварного шва сварной трубы должны приготавливаться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 7438.

#### **А.2.5 Испытание на сплющивание**

А.2.5.1 Заготовки для испытания должны отбираться в соответствии с ISO 8492, за исключением того, что длина каждой заготовки для испытания должна быть  $\geq 60$  мм. Незначительные поверхностные несовершенства могут быть устранены шлифованием.

А.2.5.2 Испытание на сплющивание должно проводиться в соответствии с ISO 8492.



## Приложение Б (справочное)

### Сварка

#### Б.1 Общие положения

##### Б.1.1 Цели

Б 1.1.1 Настоящее приложение содержит требования, предъявляемые ко всем сварочным работам, которые выполняются на системах подводных трубопроводов, за исключением продольных сварных швов, выполненных на сталепрокатном заводе.

##### Б.1.2 Применение

Б.1.2.1 Положения настоящего приложения распространяется на сварочные работы, которые выполняются в цеху, на месте установки или на в условиях эксплуатации, включая термическую обработку после сварки.

Б.1.2.2 Настоящее приложение распространяется на следующие материалы:

- углеродисто-марганцевая (С-Mn) сталь;
- плакированная/облицованная сталь;
- коррозионно-стойкие сплавы (CRA), включая феррито-аустенитные (дуплексные) стали, аустенитные нержавеющие стали, мартенситные нержавеющие стали (13 % Cr), другие нержавеющие стали и никелевые сплавы.

Требования к основному металлу указаны в разделах 7 и 8.

Б.1.2.3 Если не указано иное, может применяться один из нижеперечисленных процессов:

- дуговая сварка в среде защитного газа (SMAW) (процесс ISO 4063-111);
- дуговая сварка порошковой проволокой в среде защитного газа (G-FCAW) (Процесс ISO 4063-136);
- дуговая сварка порошковой проволокой в среде защитного газа (G-FCAW) (Процесс ISO 4063-137);
- дуговая сварка металлическим (плавящимся) электродом в среде защитного газа (GMAW) (Процесс ISO 4063-131);
- дуговая сварка металлическим (плавящимся) электродом в среде защитного газа (GMAW) (Процесс ISO 4063-135);
- дуговая сварка вольфрамовым электродом в среде защитного газа (GTAW) (Процесс ISO 4063-141);
- дуговая сварка под слоем флюса (SAW) (Процесс ISO 4063-12);

– плазменная дуговая сварка (PAW) (Процесс ISO 4063-15) также может использоваться в определенных случаях.

Б.1.2.5 В случае с механизированными и автоматическими сварочными системами, информация о предыдущем опыте их применения ограничена, или в случае использования данных систем в новых условиях, должна быть проведена более обширная программа предварительного аттестационного испытания, или должна быть предоставлена дополнительная информация, прежде чем приступить к использованию данных систем. Масштаб и содержание программы предварительного аттестационного испытания таких механизированных сварочных систем должны быть согласованы перед началом их применения. Подрядчик должен предоставить достаточные подтверждения, включая соответствующую документацию, того, что данные сварочные системы являются надежными, и что процесс сварки может находиться под постоянным контролем.

## Приложение В (справочное)

### Неразрушающий контроль

#### В.1 Общие положения

##### В.1.1 Задача

В.1.1.1 Настоящее приложение устанавливает требования к методам, оборудованию, процедурам, критериям приемки, а также аттестации и сертификации персонала для визуального контроля и неразрушающего контроля С-Mn сталей, низколегированных сталей, дуплексных сталей, других нержавеющей сталей и плакированных стальных материалов и сварных конструкций для использования в системах трубопроводов.

В.1.1.2 Настоящее приложение не распространяется на автоматизированный ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов. Особые требования, относящиеся к автоматическому ультразвуковому контролю кольцевых сварных швов, приведены в приложении Г.

В.1.1.3 Требования к неразрушающему контролю и визуальному контролю других материалов должны указываться и в целом согласовываться с требованиями настоящего приложения.

##### В.1.2 Применение

В.1.2.1 Требования в настоящем приложении приводятся в нескольких подразделах, при этом каждый подраздел относится к неразрушающему контролю конкретных объектов.

В.1.2.2 Требования, приведенные в других подразделах, применимы только к области применения подраздела, указанной в его названии, если не приведены особые ссылки на другие подразделы.

##### В.1.3 Обеспечение качества

В.1.3.1 В дополнение к общим требованиям к обеспечению качества, предусмотренным в Разделе 2, подрядчики и организации, проводящие неразрушающего контроля, должны как минимум дополнять его требованиями, изложенными в ASTM E1212.

##### В.1.4 Методы неразрушающего контроля

В.1.4.1 Методы неразрушающего контроля должны выбираться с учетом условий, влияющих на чувствительность методов. Возможность обнаружения несовершенств должна быть рассмотрена для используемых материала, геометрии соединений и процесса сварки.

В.1.4.2 Поскольку методы неразрушающего контроля отличаются по ограничениям и/или чувствительности, должна рассматриваться возможность сочетания двух или более методов, так как это часто требуется, чтобы обеспечить оптимальную вероятность обнаружения опасных дефектов.

В.1.4.3 Магнитопорошковая дефектоскопия, вихретоковый контроль или контроль рассеянием магнитного потока являются предпочтительными для обнаружения несовершенств поверхности ферромагнитных материалов. Для обнаружения несовершенств поверхности немагнитных материалов предпочтение следует отдавать капиллярной дефектоскопии или вихретоковому контролю.

В.1.4.4 Ультразвуковой и/или рентгенографический контроль должны использоваться для обнаружения внутренних несовершенств. Может быть необходимо дополнить ультразвуковой контроль рентгенографическим, или наоборот, чтобы повысить вероятность обнаружения или характеристики/определения размера возможного типа дефектов.

Рентгенографический контроль является предпочтительным для обнаружения объемных несовершенств. Для материала толщиной свыше 25 мм рентгенографический контроль всегда должен дополняться ультразвуковым.

Ультразвуковой контроль должен быть предпочтительным для обнаружения двумерных несовершенств. Всякий раз при необходимости определения высоты и глубины несовершенств, например в результате оценки ЕСА, требуется автоматизированный ультразвуковой контроль. Точность калибровки и POD должны быть задокументированы в качестве подходящих для использования с применимыми критериями приемки ЕСА

Обнаруживаемость трещин рентгенографическим контролем зависит от высоты трещины, наличия разветвленных частей трещины, направления рентгеновского луча в зависимости от ориентации трещины и параметров рентгенографической методики. Надежное обнаружение трещин, таким образом, является ограниченным.

Отсутствие бокового слияния, вероятно, не будет обнаружено, если оно не связано с объемными несовершенствами или если рентгеновский луч направлен на боковую стенку.

В.1.4.5 При использовании в особых случаях ручного неразрушающего контроля в качестве замены автоматизированному ультразвуковому контролю кольцевых сварных швов трубопроводов должны выполняться как рентгенографический контроль, так и ультразвуковой контроль кольцевого сварного шва.

В.1.4.6 Альтернативные методы или сочетание методов обнаружения несовершенств могут быть использованы, если эти методы демонстрируют возможность обнаружения несовершенств с приемлемой равноценностью предпочтительным методам.

### **В.1.5 Визуальный контроль**

В.1.5.1 Персонал, выполняющий визуальный контроль сварных швов, должен иметь задокументированное свидетельство обучения и квалификации в соответствии с NS 477, минимум CSWIP3.2.1 (Уровень 2) или минимум IWI-S или эквивалентной схемой сертификации. Персонал, выполняющий визуальный контроль других объектов, должен иметь свидетельство обучения и сдачи экзамена в соответствии с задокументированным внутренним стандартом. Персонал, выполняющий визуальный контроль механически обработанных сварных соединений, должен быть аттестован в соответствии с независимой схемой сертификации типа NS 477, минимум CSWIP3.1 (Уровень 2) или минимум IWI-S или эквивалентной либо в соответствии с ISO 9712, VT уровень 2 или эквивалентный.

В.1.5.2 Персонал, выполняющий расшифровку рентгенограмм, ультразвуковой контроль, интерпретацию результатов магнитопорошковой и капиллярной дефектоскопии, а также выполняющий визуальный контроль, должен иметь пройденный тест на остроту зрения, например требуемый по ISO 9712 или тест по таблице Егера на 300 мм, в течение предыдущих 12 месяцев.

### **В.1.6 Сроки проведения неразрушающего контроля**

В.1.6.1 По возможности неразрушающий контроль сварных швов должен выполняться не ранее 24 часов с момента завершения сварки.

В.1.6.2 При использовании процессов сварки, обеспечивающих содержание диффундирующего водорода не более 5 мл на 100 г металла сварного шва, верифицируется надлежащая обработка сварочных материалов, контролируется содержание H<sub>2</sub> в защитном газе или принимаются меры (такие как последующая термообработка сварных элементов) для снижения содержания водорода; по согласованию время в вышеуказанном в В.1.6.1 Приложения В может быть уменьшено.

В.1.6.3 Неразрушающий контроль кольцевых сварных швов при установке трубопровода и продольных сварных швов магистрального трубопровода может выполняться, как только сварные швы охладятся в достаточной степени, чтобы позволить выполнение неразрушающего контроля.

## **В.2 Ручной неразрушающий контроль и визуальный контроль сварных швов**

### **В.2.1 Общие положения**

В.2.1.1 Неразрушающий контроль должен осуществляться в соответствии с письменными процедурами, дающими по меньшей мере информацию по следующим аспектам:

- применимые стандарты или рекомендуемые практические руководства
- метод сварки (при необходимости)
- геометрия и размеры соединений
- материал(ы)
- метод
- методика
- оборудование, основное и вспомогательное
- расходные материалы (включая торговую марку)
- чувствительность
- методики калибровки и калибровочные эталонные образцы
- параметры контроля и переменные параметры
- оценка несовершенств
- составление отчета и документирование результатов
- ссылка на применимую процедуру (процедуры) сварки
- пример форм отчетности
- критерии приемки.
- параметры контроля и переменные параметры.

В.2.1.2 При использовании альтернативных методов или сочетаний методов для обнаружения несовершенств процедуры должны подготавливаться в соответствии с согласованным стандартом или рекомендуемым практическим руководством. Необходимость квалификации процедур должна рассматриваться в каждом конкретном случае на основе чувствительности метода в обнаружении и характеристике несовершенств, а также размера и типа обнаруживаемых дефектов.

В.2.1.3 Все процедуры неразрушающего контроля должны подписываться ответственным лицом Уровня III.

#### Составление отчетов

В.2.1.4 Весь неразрушающий контроль должен быть документально оформлен таким образом, чтобы подвергаемые контролю участки могли быть легко определены и выполненный контроль мог быть продублирован. В отчетах должны быть определены дефекты, присутствующие в области сварки, и то, удовлетворяет ли сварной шов критериям приемки.

В.2.1.5 Отчет должен содержать требования к отчетности применимого стандарта, процедуру неразрушающего контроля и критерии приемки.

Должен быть предоставлен следующий минимум информации:

- название компании и оператора, выполнявшего контроль, включая уровень

сертификации оператора

- ссылка на объект и чертежи
- место и дата контроля
- тип и размеры материала
- послесварочная термообработка при необходимости
- расположение исследуемых областей, тип соединения
- использованный процесс сварки
- состояние поверхности
- температура объекта
- количество ремонтов, если отдельная область ремонтировалась два или более раз
- требования договора, например, номер заказа, спецификации, специальные

соглашения и т. д.

- пример форм отчетности
- эскиз, показывающий местоположение обнаруженных дефектов и информацию о них
- объем контроля
- использованное оборудование для контроля
- описание параметров, используемых для каждого метода
- описание и местоположение всех регистрируемых индикаций
- результаты контроля со ссылкой на уровень приемки
- другая информация, связанная с конкретным методом, может быть перечислена в

рамках каждого метода.

## **В.2.2 Рентгенографический контроль сварных швов**

В.2.2.1 Рентгенографический контроль проводится в соответствии со стандартом ISO 17636-1 и с приведенными ниже требованиями. Цифровой рентгенографический контроль должен проводиться в соответствии со стандартом ISO 17636-2 и с приведенными ниже требованиями, а также при необходимости: EN 13068 и EN14784. Цифровой рентгенографический контроль сварного шва сварных стальных труб должен выполняться в соответствии со стандартом ISO 10893-7.

В.2.2.2 Рентгенографический контроль должен осуществляться с использованием рентгеновских лучей в соответствии с принятыми процедурами. Использование рентгенографических изотопов (гамма-лучей) может потребоваться в некоторых ситуациях и подлежит согласованию в каждом конкретном случае.

## Приложение Г (справочное)

### Автоматический ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов

#### Г.1 Общие положения

##### Г.1.1 Цель

Г.1.1.1 Данное приложение подробно излагает требования к автоматическому ультразвуковому контролю кольцевых сварных стыков трубопроводов.

##### Г.1.2 Применимость

Г.1.2.1 Приложение действует, если проводится автоматический ультразвуковой контроль (AUT) кольцевых сварных швов трубопровода.

Г.1.2.2 Автоматический ультразвуковой контроль (AUT) является общим понятием, включающим несколько подходов и методов, все из них являются приемлемыми для использования. Они включают метод зонального распознавания, установки на основе групп сканирования методом фазированных решеток (например, секторные и/или линейные группы сканирования) и ультразвуковую визуализацию (например, метод полной фокусировки (TFM) или полный захват матрицы (FMC)). Кроме того, способ применения контроля может накладывать ограничения и менять подходы в применяемых методах, например, из-за различий между углеродистой сталью и материалами CRA (коррозионно-стойкие сплавы).

#### Г.2 Основные требования

##### Г.2.1 Общие сведения

Г.2.1.1 Основное требование к любой автоматической системе ультразвукового контроля заключается

в документальном подтверждении качества ее работы в том, что касается адекватности определения и снятия размеров или способности отклонения данных в отношении указанных/определенных приемлемых несовершенств. Должны быть проведены Аттестационные испытания, чтобы подтвердить то, что автоматическая система ультразвукового контроля соответствует или превосходит требования по определению или отклонению параметров, установленные применимыми критериями приемки для любого проекта.

Г.2.1.2 Ультразвуковая система, которую предстоит использовать, должна пройти



приемку через Аттестационные испытания.

Г.2.1.3 Ультразвуковая система должна демонстрировать 100%-ный охват сварных швов и зоны термического влияния (HAZ) с достаточным перекрытием зоны действия пучка и интенсивностью сигнала для соответствующих размеров несовершенств.

Она должна иметь полностью автоматическую систему записи для того, чтобы показывать местоположение несовершенств и целостность акустической связи. Различные концепции автоматизированного ультразвукового контроля приемлемы при условии выполнения. Они включают метод зонального распознавания, методы фазированных решеток (например, секторные и/или линейные группы сканирования) и методы ультразвуковой визуализации (например, метод полной фокусировки (TFM) или полный захват матрицы (FMC)).

Г.2.1.4 Информация, полученная через каналы всех типов системы автоматического ультразвукового контроля, должна активно применяться, чтобы обеспечить надлежащее определение несовершенств и их размеров.

Г.2.1.5 Ультразвуковая система может содержать сканирующие головки, специально настроенные на испытание ремонтных швов, где основной функцией является подтверждение полного удаления отбракованных дефектов. Как минимум, автоматическая система ультразвукового контроля при нормальных ее настройках, но при достаточно широком диапазоне строба, достаточном для охвата всей зоны ремонта, должна подтверждать полное удаление всех дефектов, обнаруженных в ходе ультразвукового контроля. При этом особое внимание следует уделять показаниям канала данных дифракционно-временного метода и показаниям вне пределов нормальных установочных настроек строба.

Из-за сильного разнообразия форм разделки кромок под ремонтную сварку, которое может ограничить способность системы к определению дефектов, при ремонте, при контроле ремонтных швов автоматическая система ультразвукового контроля должна быть подкреплена ручным ультразвуковым контролем или полуавтоматическим ультразвуковым контролем, если только форма разделки кромок не проверяется на сохранение заданных допусков, а сканирующая головка не настроена соответствующим образом, или в случае, если применяется методология AUT подтвержденного качества и документированная, которая позволяет точно обнаруживать и определять размеры несовершенств (например, методы ультразвуковой визуализации или установки на основе групп сканирования методом фазированных решеток). К дополнительному ультразвуковому контролю применяются положения Приложения D, подразумевая, что ультразвуковой контроль должен выполняться в соответствии с наилучшим качеством изготовления для подтверждения того, что при

ремонтной сварке не выявятся новые несовершенства.

Г.2.1.6 Ультразвуковая система должна содержать средства обнаружения поперечных несовершенств, когда четко определено, что процесс сварки, основной материал, условия применения и окружающей среды могут повысить риск технологических несовершенств поперечного направления.

Г.2.1.7 Для каждой настройки автоматического ультразвукового контроля допустимое отклонение толщины стенки от номинальной толщины составляет +1,5 мм (полный диапазон 3,0 мм) и применимо к трубам, в которых под воздействием номинального усилия общая деформация менее 0,4 %, и +1,0 мм (полный диапазон 2,0 мм) применимо к сварным швам с повышенной чувствительностью к усталостному нагружению или когда общие номинальные деформации равны или выше 0,4 %. При отклонениях от номинальной толщины стенки, выходящих за эти допуски, необходимо использовать дополнительные настройки AUT для обеспечения того, что любая часть сварного шва будет сканироваться с помощью установки в пределах допуска, определенного выше.

Любое отклонение от вышеуказанного должно быть подтверждено путем полной области проверки в соответствии, которая охватывает применяемые изменения толщины стенки. Если настройки AUT имеют возможность учитывать большую толщину стенок, по сравнению с приведенными выше пределами, это должно быть продемонстрировано во время общей проверки качества системы AUT. Подтвержденные изменения толщины стенки в пределах допустимого диапазона должны приниматься для каждой установки AUT вместо указанных выше требований.

Г.2.1.8 Раззенковка может использоваться для того, чтобы компенсировать большие расхождения в толщине стенки, если раззенковка подвергается механической обработке для обеспечения параллельных наружных

и внутренних поверхностей до начала перехода. Длина параллельных поверхностей должна, по меньшей мере, быть достаточной, чтобы провести сканирование с наружной поверхности, а также достаточной для отражения параллельной внутренней поверхности.

Г.2.1.9 Должна применяться рабочая система обеспечения качества, которая бы охватывала разработку систем ультразвукового контроля, испытания, поверку и документальную поддержку системы, ее компонентов

и программного обеспечения в соответствии с заданными требованиями, а также аттестацию персонала и эксплуатацию систем исследований ультразвуком. Должна быть обеспечена достаточная документальная поддержка используемой системы обеспечения качества, обеспечивающая использование для полевого контроля той системы автоматического ультразвукового контроля, которая разработана, собрана и

эксплуатируется в пределах существенных переменных, установленных в ходе аттестационного испытания и во всех существенных аспектах идентична квалифицированной системе автоматического ультразвукового контроля.

Документальная поддержка должна включать в себя следующее:

- контроль документов;
- разработку системы, включая разработку рабочих параметров;
- требования к системе, ее компонентам и калибровочных блоков;
- выбор/Аттестационные испытания/контроль/аудит поставщиков/подрядчиков;
- поставки компонентов системы и эталонных образцов для ее калибровки;
- верификацию поставленных компонентов системы и калибровочных блоков на соответствие установленным требованиям;
- маркировку/идентификацию компонентов системы и калибровочных блоков;
- контроль и проверку разработки программного обеспечения и любых изменений в нем;
- разработку установочных параметров системы автоматического ультразвукового контроля для определенных условий/требований полевых операций;
- сборку системы автоматического ультразвукового контроля для полевых операций из проверенных компонентов, включая идентификацию системы и идентификацию/документацию ее компонентов, калибровочных блоков и запасных частей;
- верификацию/испытание систем автоматического ультразвукового контроля для эксплуатации в полевых условиях;
- регламентные проверки и техническое обслуживание систем автоматического ультразвукового контроля в полевых условиях;
- документирование/проверку изменений в систему автоматического ультразвукового контроля в полевых условиях;
- верификацию отремонтированных/модифицированных компонентов системы на соответствие установленным требованиям;
- обучение и тестирование операторов системы автоматического ультразвукового контроля. Проектные файлы настройки параметров, подлежащие включению в проектные процедуры:
- принципы фокусировки фазированной решетки (если применимо);
- дистанция удаления зондов;
- углы отражения звуковой волны;
- целевая глубина;

- требуемая трассировка;
- применимые пороговые значения.

Г.2.1.10 В случае если внутреннее несовершенство расположено близко к поверхности таким образом, что высота перемычки между несовершенством и поверхностью составляет менее половины высоты несовершенства, высота перемычки между несовершенством и поверхностью должна быть включена в высоту несовершенства.

Г.2.1.11 Изменения скорости и варьирование затухания в продольном сварном шве должны быть определены и сравниваться с основным материалом трубы. Эти различия должны быть задокументированы в таблице сравнения. Если имеются различия в значениях затухания, превышающие  $\pm 2$  дБ (общий диапазон 4,0 дБ), или имеет место изменение угла более чем на 1,5 градуса (общий диапазон 3,0 градуса) по сравнению с

материалом базовой трубы, то к обнаружению и оценке несовершенства в данной области должен быть применен процедурный анализ, чтобы обеспечить соответствие требованиям.

Независимо от разницы достаточная чувствительность контроля в продольном сварном шве должна быть подтверждена во время испытаний по проверке качества (аттестации)/валидации AUT.

Г.2.1.12 Все требования к областям применений, где испытываются деформации более 0,4 %, должны также применяться к назначениям с повышенной чувствительностью к усталостному нагружению.

Специальные требования для исследования коррозионно-стойких сплавов (CRA) и крупнозернистого материала

Г.2.1.13 Наплавленный металл из дуплексных, аустенитных нержавеющей сталей и никелевых сплавов может иметь крупнозернистую структуру с изменениями размера зерна и структуры, что приводит к непредсказуемым колебаниям затухания. Материалы на основе дуплексных и аустенитных нержавеющей сталей могут иметь одинаковые характеристики. Ультразвуковой контроль сварных швов с наплавленным металлом из CRA (дуплексные, другие нержавеющей стали и никелевый сплав) требует различной настройки AUT для достижения правильного обнаружения несовершенств, по сравнению с контролем материалов из углеродистой стали.

Г.2.1.14 Применительно к наплавленному металлу из CRA, ультразвуковой контроль проверяется на способность его проникновения на границе CRA, что должно быть продемонстрировано. Проверка на проникновение должна производиться путем определения шума, создаваемого на границе, который не должен превышать значение на 6 дБ ниже порога отклонения, применяемого для документируемой высоты дефекта,

обнаруженного с помощью 90 % вероятности обнаружения POD (probability of detection) или 85 % вероятности распознавания POR (probability of recognition) при 95 %-ном доверительном уровне во время аттестации. В случае, если эти условия не могут быть выполнены, должен использоваться внутренний визуальный осмотр, нацеленный на установление целостности корня сварного шва, совместно с AUT. Методы должны быть проверены в комбинированной программе. Дефектные сварные швы должны проверяться как с помощью AUT, так и с использованием внутреннего визуального контроля (VT). Результаты сравниваются с рентгеновским исследованием (RT), макроструктурным исследованием.

Отношение сигнала к шуму между контрольным отражателем и структурным шумом материала CRA в области сварного шва должно быть не менее 6 дБ. В любом случае акустический эквивалентный шум не должен превышать наименьшую допустимую высоту дефекта (ECA).

Г.2.1.15 Для выявления определенных индикаций корня сварного шва в крупнозернистых материалах (вогнутость, проплавление корня шва) может использоваться информация, полученная с помощью лазерного профилирования или камеры с лазерным измерительным инструментом (если лазерное профилирование или камера могут достигнуть корневой области). Возможности этих инструментов должны быть проверены во время программы валидации.

Специальные требования для применений углеродистой стали

Г.2.1.16 В случае ультразвукового контроля кольцевых сварных швов в бесшовных трубах: каналы контроля толщины стенки должны быть включены во все конфигурации AUT. Размещение клина каналов толщины стенки должно позволять проводить непрерывный мониторинг толщины стенки трубы в наиболее удаленной точке звукового взаимодействия с внутренним диаметром. Результат, полученный с помощью этих каналов, должен использоваться для подтверждения того, что проверка выполняется в соответствии с требованиями пункта [E.2.1.7]. Каналы мониторинга толщины стенок можно не применять в том случае, если зарегистрировано, что изменения толщины стенки находятся в пределах диапазонов, указанных в пункте [E.2.1.7] (например, в случае зенкования труб).

Г.2.1.17 Применимо для всех областей применения углеродистой стали с повышенной чувствительностью

к усталостному нагружению: дифракционно-временной метод (ToFD) должен являться неотъемлемой частью инспекции, а не учитываться как дополнительная или предохранительная опция. Для канала ToFD должны использоваться обычные преобразователи.

Дифракционно-временной метод TOFD может быть отменен в том случае, если применяется AUT на основе метода ультразвуковой визуализации при условии, что весь сварной шов сканируется с помощью технологии визуализации, и что достаточная чувствительность к сигналам (волнам), дифрагированным от вершины, документируется при аттестации и/или валидации AUT.

## **Г.2.2 Документация**

Г.2.2.1 В целях оценки, конфигурация ультразвуковой системы должна быть описана и документально подтверждена в отношении:

- краткого функционального описания системы;
- ссылок на код, стандарт или руководство, используемые для расчетов и эксплуатации системы;
- описания системы обеспечения качества;
- описания оборудования;
- ограничений системы в отношении особенностей материалов или сварных швов, включая изменения скорости ультразвука, геометрию, размеры, качество поверхности, состав материалов и т. д.;
- количества и типа преобразователей или настройки фазированных решеток с описанием характеристик и настройки;
- количества и высоты исследуемых зон, если это относится к делу;
- настроек селекторного импульса;
- работы сканирующего устройства;
- ультразвукового инструмента, количества каналов и системы сбора данных;
- регистрации и обработки данных;
- калибровочных блоков;
- метода контроля контакта;
- температурного диапазона для испытаний и его ограничений;
- достигаемого охвата;
- максимальной скорости, частоты повторения импульсов и направления сканирования;
- отчета о показаниях и документации на калибровку и настройки чувствительности.

## **Г.2.3 Оборудование и компоненты ультразвуковой системы**

Г.2.3.1 Система должна обладать способностью к исследованию всего сварного шва, включая зону термического влияния, за одно окружное сканирование. Возможны отклонения

от данного требования в случае с очень толстостенными трубами и трубами малого диаметра, если невозможно покрыть всю глубину за один проход сканера.

Г.2.3.2 Должны присутствовать регистрируемые выходные сигналы, по меньшей мере, каждого 1 мм длины сварного шва для каждого канала контроля.

Г.2.3.3 Инструмент ультразвукового контроля должен обеспечивать линейное представление А-сканирования.

Линейность инструмента должна быть определена в соответствии с технологиями, подробно описанными в стандарте. Линейность инструмента не должна отклоняться от идеальной более чем на 5 %. В других случаях могут быть проведены испытания, выполненные в соответствии с требованиями и техническими условиями производителя.

Оценка линейности инструмента должна быть произведена не позднее 6 месяцев от предполагаемой даты окончания применения. Для выполнения автоматического ультразвукового контроля с предполагаемым интервалом, превышающим 6 месяцев, но меньше одного года, оценка линейности инструмента может быть проведена непосредственно перед началом работы. Удостоверение о калибровке должно предоставляться по требованию.

#### **Г.2.4 Особые требования к ультразвуковым инструментам**

Г.2.4.1 Инструменты, в которых применяются многоканальные, импульсно-эхографические, тандемные методики и/или методика сквозной передачи должен обеспечивать соответствующим количеством контрольных каналов, чтобы гарантировать исследование всего сварного шва по толщине за одно окружное сканирование, если возможно. Каждый контрольный канал должен обеспечивать:

- режимы импульсной эхографии или сквозной передачи;
- один или несколько селекторных импульсов, каждый с регулируемым начальным положением и длиной;
- регулировку усиления;
- регистрационный порог от 5 до 100 % полной высоты экрана;
- регистрацию или первого, или самого значительного сигнала в ограниченной селекторным импульсом области;
- запаздывание сигнала, которое бы позволяло корреляцию с положением маркеров дальности (только для аналоговой регистрации в реальном времени);
- регистрируемые выходные сигналы, представляющие собой амплитуду сигнала и расстояние прохода звука;
- особые требования к ультразвуковым инструментам, в которых применяется

дифракционно-временной метод.

Г.2.4.2 Инструмент ультразвукового контроля должен обеспечивать изображение в результате В-сканирования с применением дифракционно-временного метода. Программное обеспечение функций дифракционно-временного метода должно включать в себя соответствующие средства оценки представления данных в режиме реального времени с использованием диапазона калибровочных курсоров. Также, должна быть включена функция эталонной и цифровой интерпретации и презентации позиций времени прохождения импульса при А-сканировании.

Для каждого комплекта установочных значений дифракционно-временного метода должен быть указан эффективный интервал глубин. Для толщины стенок более 35 мм требуется как минимум два канала времяпролетной дифракции (ToFD), а также перекрытие зоны действия каналов ToFD.

Каналы ToFD могут не применяться в случае ультразвукового контроля, использующего метод ультразвуковой визуализации, чтобы отобразить весь сварной шов, при условии, что возможность захвата волн, дифрагированных от вершины, на изображениях документирована при аттестации и валидации.

Г.2.4.3 Инструмент должен удовлетворять требованиям к ультразвуковым инструментам, описанным в стандартах EN12668-1 и EN583-6, Глава 6 «Требования к оборудованию».

Особые требования к ультразвуковым инструментам, в которых применяются фазированные решетки.

Г.2.4.4 Система фазированной решетки должна включать в себя средства периодической верификации функционирования требуемых активных элементов, необходимых для обеспечения определенных характеристик фокальной длины согласно ISO 18563.

Г.2.4.5 Система, предотвращающая любые несоответствующие изменения в согласованных фокусных правилах, должна применяться в фазированной решетке системы автоматического ультразвукового контроля. Эта система должна быть верифицирована и задокументирована. В процедуре AUT должны быть указаны параметры контроля фокальной длины фазированной решетки (может быть комбинация: угол, начальный элемент, центральный элемент, общее количество элементов, индекс и т. д.). Неквалифицированные пределы изменений должны соответствовать.

Неквалифицированные модификации согласованных единых фокальных длин для установок могут быть приняты, если изменения выполнены в соответствии с квалифицированной и проверенной концепцией, которая адаптирует длины фокуса к одной



или несколькими существенным параметрам, которые контролируются в реальном времени

Г.2.4.6 В случае использования дополнительных стандартных преобразователей, помимо преобразователей фазированной решетки, например, для поперечной проверки и дифракционно-временного метода контроля, информация по всем преобразователям должна иметься в той же системе установочных параметров и регистрации данных.

### Библиография

- [1] DNVGL-ST-F101-2017 Подводные трубопроводные системы (Submarine Pipeline Systems)
- [2] DNVGL DNV-RP-F109-2017 Проектирование стабильности подводных трубопроводов (On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines)
- [3] DNVGL-RP-C205-2017 Условия окружающей среды и экологические нагрузки (Environmental conditions and environmental loads)
- [4] DNVGL-RP-C212-2019 Оффшорные механика грунтов и геотехника (Offshore soil mechanics and geotechnical engineering)
- [5] DNVGL-RP-F114-2019 Трубно-грунтовое взаимодействие для подводных трубопроводов (Pipe-soil interaction for submarine pipelines)
- [6] DNVGL-RP-F115-2019 Пуско-наладочные работы подводных трубопроводов (Pre-commissioning of submarine pipelines)
- [7] DNVGL-RP-F111-2017 Взаимодействие тралового оборудования и трубопроводов (Interference between Trawl Gear and Pipelines)
- [8] DNVGL-RP-F110-2019 Общая потеря устойчивости подводных трубопроводов (Global buckling of submarine pipelines)
- [9] DNVGL DNVGL-RP-F105-2017 Подвесные трубопроводы (Free spanning pipelines)
- [10] DNVGL DNV-RP-F107 Оценка степени риска защиты трубопровода (Risk assessment of pipeline protection)
- [11] DNVGL-RP-F113-2019 Трубопровод подводный ремонт (Pipeline subsea repair)
- [12] DNVGL-RP-F112-2019 Дуплексная нержавеющая сталь - проектирование: предотвращение водородного растрескивания под напряжением (Duplex stainless steel – design against hydrogen induced stress cracking)

- [13] DNVGL-OS-C101-2016      Дизайн прибрежных стальных конструкций, общих - метод LRFD  
(Design of offshore steel structures, general - LRFD method)
- [14] DNVGL-RP-N102-2019      Морские операции при удалении морских установок  
(Marine operations during removal of offshore installations)
- [15] DNVGL-RP-F106-2019      Заводское нанесение наружных покрытий трубопроводов для контроля коррозии (Factory applied external pipeline coatings for corrosion control)
- [16] DNVGL-RP-F101-2019      Коррозия трубопроводов (Corroded pipelines)
- [17] DNVGL-RP-F102-2017      Покрытие стыков трубопроводов и ремонт трубопроводов (Pipeline field joint coating and field repair of linerpipe coating)
- [18] ISO 13623:2017      Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводного транспорта (Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems)
- [19] ANSI / ASME B 16.9      Кованые продольношовные фитинги для сварки встык заводского изготовления (Factory Made Wrought Steel Butt welding Fittings)
- [20] ISO 13628-7:2005      Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 7. Системы райзера для заканчивания/ремонта скважин
- [21] ISO 23936-2:2011      Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность - Неметаллические материалы в контакте со СМИ, связанными с добычей нефти и газа - Часть 2: Эластомеры (Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Non-metallic materials in contact with media related to oil and gas production - Part 2: Elastomers)
- [22] ISO 8492:2013      Металлические материалы. Трубка. Испытание на плющение (Metallic materials. Tube. Flattening test)

- [23] ISO 13847:2013 Промышленность нефтяная и газовая. Системы трубопроводного транспорта. Сварка трубопроводов (Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems - Welding of pipelines)
- [24] Правила разработки и проведения морских операций. РМРС - СПб, 2017
- [25] Федеральный закон от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ «Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации»
- [26] Международный кодекс для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс), Резолюция МЕРС.264(68) от 15 мая 2015
- [27] IMO MSC Circ. 645 Руководство для судов с динамическими системами позиционирования (Guidelines for vessels with dynamic Positioning Systems)
- [28] IMCA M103 Руководство по проектированию и эксплуатации судов с динамическими системами позиционирования (Guidelines for the Design and Operation of Dynamically Positioned Vessels)
- [29] Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. РМРС - СПб, 2017

---

УДК 622.276.04  
30.11.4

ОКС 75.020

ОКПД2

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, подводные трубопроводные системы, общие технические требования

---