

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

ГОСТ Р
*(Проект, первая
редакция)*

**Нефтяная и газовая промышленность
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДВОДНЫХ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СИСТЕМ**

**Часть 4: Подводное устьевое оборудование и фонтанная
арматура**

**ISO 13628-4:2010 Petroleum and natural gas industries – Design
and operation of subsea production systems – Part 4: Subsea wellhead
and tree equipment
(IDT)**

**Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его
утверждения**



Москва
Стандартинформ
2015

Предисловие

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Дочерним открытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» Открытого акционерного общества «Газпром» (ДООАО ЦКБН ОАО «Газпром») на основе русской версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от №

4 Настоящий стандарт идентичен международному стандарту ИСО 13628-4:2010 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 4. Подводное оборудование устья скважины и устьевого елки» (ISO 13628-4:2010 «Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 4: Subsea wellhead and tree equipment»). Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5-2012 (пункт 3.5)

Технические поправки к указанному международному стандарту, принятые после его официальной публикации, внесены в текст настоящего стандарта и выделены двойной вертикальной линией, расположенной на полях от соответствующего текста, а обозначение и год принятия технической поправки (ИСО 13628-4:2010/Cor. 1:2011) приведены в скобках после соответствующего текста.

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных международных стандартов соответствующие им

национальные стандарты Российской Федерации и межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0-2012 (раздел 8). 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 агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет(gost.ru).

© «Стандартинформ», 2015

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично 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	
3	Термины, определения, сокращения и обозначения	
3.1	Термины и определения	
3.2	Сокращения и обозначения	
4	Условия эксплуатации и уровни технических требований	
4.1	Условия эксплуатации	
4.2	Уровни технических требований	
5	Общие системные требования	
5.1	Проектные и эксплуатационные требования	
5.2	Материалы	
5.3	Сварка	
5.4	Контроль качества	
5.5	Маркировка оборудования	
5.6	Хранение и транспортировка	
6	Общие проектные требования для подводных устьевых елок и трубодержателей скважинных трубопроводов	
6.1	Общие положения	
6.2	Трубопроводная арматура устьевой елки	
6.3	Испытание подводных компоновок устьевых елок	
6.4	Маркировка	
6.5	Хранение и транспортировка	
7	Специальные требования – Оборудование, относящееся к подводной устьевой елке, и узлы	
7.1	Фланцевые концевые и выходные соединения	

7.2	Хомутовые соединения ИСО бугельного типа.....
7.3	Резьбовые соединения
7.4	Другие концевые соединители
7.5	Шпильки, гайки и болтовое крепление
7.6	Кольцевые прокладки.....
7.7	Направляющее основание для заканчивания скважины.....
7.8	Соединители устьевой елки и трубные головки.....
7.9	Стыковочные/уплотнительные переводники для устьевой елки вертикального типа.....
7.10	Клапаны, клапанные блоки и приводные механизмы
7.11	У-образная катушка и отводное устройство системы TFL
7.12	Сопряжение повторного ввода
7.13	Колпак подводной устьевой елки.....
7.14	Спуско-подъемный инструмент колпака устьевой елки
7.15	Направляющая рама устьевой елки
7.16	Спуско-подъемный инструмент устьевой елки
7.17	Трубная обвязка устьевой елки
7.18	Соединительные системы выкидных трубопроводов.....
7.19	Спуско-подъемный инструмент вспомогательного оборудования
7.20	Монтируемые на устьевой елке гидравлические/ электрические/оптические управляющие сопряжения
7.21	Подводные дроссели и приводные механизмы
7.22	Вспомогательное оборудование
8	Специальные требования – Подводное устьевое оборудование.....
8.1	Общие положения
8.2	Временное направляющее основание.....
8.3	Стационарное направляющее основание
8.4	Корпус головки кондуктора.....

8.5	Корпус устьевого оборудования.....	
8.6	Трубодержатели обсадных труб.....	
8.7	Кольцевые уплотнительные узлы.....	
8.8	Запирающая втулка трубодержателя обсадных труб.....	
8.9	Протекторы проходного канала и противоизносные втулки.....	
8.10	Антикоррозионный колпак.....	
8.11	Инструменты для спуска, извлечения и испытания.....	
8.12	Траловая защитная конструкция.....	
8.13	Наклон и ориентация устьевого оборудования.....	
8.14	Поддонные трубодержатель обсадных труб и уплотнительные узлы.....	
9	Специальные требования – Подводная система трубодержателя НКТ.....	
9.1	Общие положения.....	
9.2	Конструкция.....	
9.3	Материалы.....	
9.4	Испытание.....	
10	Специальные требования - Донное подвесное оборудование.....	
10.1	Общие положения.....	
10.2	Донное подвесное-посадочное/подъемное кольцо.....	
10.3	Трубодержатели обсадных труб.....	
10.4	Спуско-подъемные инструменты трубодержателей обсадных труб и переходные фитинги надставок.....	
10.5	Консервационные колпаки.....	
10.6	Донное переходное оборудование для подводного заканчивания скважин.....	
10.7	Система трубодержателя НКТ - Донное переходное оборудование для подводного заканчивания скважин.....	

11	Специальные требования области применения – Донное подвесное оборудование со стволовым проходом.....
11.1	Общие положения.....
11.2	Внешние трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом (снаружи корпуса гибридного трубодержателя обсадных труб).....
11.3	Корпус гибридного трубодержателя обсадных труб.....
11.4	Внутренние донные трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом.....
11.5	Кольцевые уплотнительные узлы.....
11.6	Протекторы проходного канала и противоизносные втулки.....
11.7	Система трубодержателя НКТ – Донное оборудование со стволовым проходом для подводного заканчивания скважины.....
11.8	Консервационные колпаки.....
11.9	Инструменты для спуска, извлечения и испытания.....
	Приложение А (справочное) Подводная устьевая елка вертикального типа.....
	Приложение В (справочное) Подводные устьевые елки горизонтального типа.....
	Приложение С (справочное) Подводное устьевое оборудование.....
	Приложение D (справочное) Подводный трубодержатель НКТ.....
	Приложение Е (обязательное) Донные подвесные и переходные системы.....
	Приложение F (справочное) Донные подвесные системы со стволовым проходом.....

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

Приложение G (справочное) Руководство по сборке болтовых фланцевых соединений по ИСО (API).....	
Приложение H (справочное) Проектирование и испытание инструментов для спуска, подъема и испытаний подводного устьевого оборудования.....	
Приложение I (справочное) Процедуры по применению систем покрытия.....	
Приложение J (справочное) Предварительные отборочные испытания материалов.....	
Приложение K (справочное) Проектирование и испытание подъемного оборудования.....	
Приложение L (справочное) Руководство по гипербарическим испытаниям.....	
Приложение M (справочное) Руководство по закупке.....	
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов ссылочным национальным стандартам Российской Федерации и действующим в этом качестве межгосударственным стандартам.....	
Библиография.....	

Введение к международному стандарту ИСО 13628-4:2010

Международная организация по стандартизации (ИСО) является всемирной федерацией национальных организаций по стандартизации (комитетов-членов ИСО). Подготовка международных стандартов, как правило, осуществляется техническими комитетами ИСО. Каждый комитет-член ИСО, заинтересованный в деятельности, для осуществления которой был создан технический комитет ИСО, имеет право быть представленным в этом комитете. Международные организации, правительственные и неправительственные, имеющие соответствующие соглашения о сотрудничестве с ИСО также принимают участие в работах. Относительно стандартизации в электротехнике ИСО работает в тесном сотрудничестве с Международной электротехнической комиссией (МЭК).

Международные стандарты разрабатываются в соответствии с правилами, приведенными в Директивах ИСО/МЭК, Часть 2.

Главная задача технических комитетов заключается в подготовке международных стандартов. Проекты международных стандартов, принятые техническими комитетами, рассылаются комитетам-членами ИСО на голосование. Их опубликование в качестве международных стандартов требует одобрения по меньшей мере 75 % комитетов-членов ИСО, принимающих участие в голосовании.

Необходимо иметь в виду, что некоторые элементы настоящего стандарта могут быть объектом патентного права. ИСО не берет на себя ответственность за идентификацию какого-либо отдельного или всех таких патентных прав.

Международный стандарт ИСО 13628-4:2010 был подготовлен подкомитетом ПК 4 «Буровое и эксплуатационное оборудование» технического комитета по стандартизации ИСО/ТК 67 «Материалы,

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

оборудование и морские конструкции для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности».

Второе издание ИСО 13628-4 (2010г.) отменяет и заменяет первое издание ИСО 13628-4 (1999 г.), которое было технически пересмотрено и обновлено с учетом потребностей международной нефтяной и газовой промышленности. Второе издание было доработано пользователями и изготовителями подводных устьевых оголовков и устьевых елок.

Основное внимание при разработке второго издания стандарта было направлено на исследование рисков и преимуществ применения подводных устьевых оголовков с боковыми проходками (пенетрациями). Предыдущие издания ИСО 13628-4 и аналогичного документа API Spec 17D «Технические условия на подводное оборудование устьевых оголовков и устьевых елок» не допускали практики применения проходок в устьевых оголовках. Тем не менее, данные запрещения были аксиоматическими. При разработке второго издания ИСО 13628-4 рабочая группа подкомитета ПК 4 использовала методы качественного анализа рисков и пришла к заключению, что исходное представление было верным: вероятность возникновения утечек в течение срока службы подводных устьевых оголовков с боковыми проходками возрастает в два раза по отношению к традиционным подводным устьевым оголовкам (без проходок).

Причина пересмотра первых изданий стандартов ИСО 13628-4 и API Spec 17 D – эффект давления в межтрубном пространстве и его мониторинг в скважинах с подводным расположением устья. Отчет, подготовленный на базе вышеупомянутого анализа рисков, был оформлен в виде стандартов API 17 TR3 API RP 90. Рабочая группа рекомендует использование этих нормативных документов при проектировании конструкций и режимов эксплуатации скважин с подводным расположением устьев.

При проектировании следует также уделять особое внимание эффекту от действия наружного гидростатического давления. Первые издания API 17D и ИСО 13628-4 были введены в действие, когда влияние этого параметра было относительно небольшим. Подводная добыча на все более глубоководных участках привела к необходимости учета таких аспектов во втором издании ИСО 13628-4. Общее требование заключается в том, что не допускается использование эффекта наружного гидростатического давления для расширения областей возможного применения компонента. Например, ИСО 13628-4 не допускает применение подводной устьевой елки с номинальным значением давления 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²), установленной на глубине 2 438 м (8 000 футов) на устье скважины, при статическом устьевом давлении более 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²). Подробнее см. в 5.1.2.1.1.

Проектные решения, связанные с использованием эффекта наружного гидростатического давления только сейчас стали полностью изученными. Если пользователь или изготовитель желает исследовать эти возможности, рекомендуется тщательно изучить технический бюллетень Американского нефтяного института (API) по данной теме.

ИСО 13628 под общим заголовком «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи» состоит из следующих частей:

- часть 1: Общие требования и рекомендации;
- часть 2: Гибкие трубные системы многослойной структуры без связующих слоев для подводного и морского применения;
- часть 3: Системы проходных выкидных трубопроводов (TFL);
- часть 4: Оборудование подводных устьевых оголовков и устьевых елок;
- часть 5: Подводные управляющие шлангокабели;

- часть 6: Системы контроля подводной добычи;
- часть 7: Райзерные системы для заканчивания/ремонта скважин;
- часть 8: Интерфейсы дистанционно управляемых подводных аппаратов (ROV) в системах подводной добычи;
- часть 9: Системы дистанционно управляемых инструментальных средств (ROT) для внутрискважинных работ;
- часть 10: Технические условия на гибкую трубу многослойной структуры со связующими слоями;
- часть 11: Гибкие трубные системы для подводного и морского применения;
- часть 15: Подводные конструкции и манифольды.

Часть 12, относящаяся к динамическим эксплуатационным райзерам, часть 14, относящаяся к системам защиты от превышения давления с высоким интегральным уровнем безопасности (HIPPS), часть 16, относящаяся к техническим условиям на вспомогательное оборудование гибких труб, и часть 17, относящаяся к практическим рекомендациям для вспомогательного оборудования гибких труб, находятся в разработке.

Введение

Настоящий стандарт предназначен для широкого применения в нефтегазовой промышленности. Особое внимание было уделено тому, чтобы настоящий стандарт был пригоден к использованию для проведения аудита. Он не имеет своей целью замену общепринятой инженерной оценки. Пользователи настоящего стандарта должны учитывать, что могут возникать дополнительные или отличающиеся требования, которые будут в большей степени соответствовать потребностям в конкретных случаях применения, а также законодательным требованиями другим обстоятельствам, которые не рассматриваются в настоящем стандарте.

Основной целью настоящего стандарта является установление однозначных и непротиворечивых требований, которые будут способствовать развитию национальной стандартизации в области обеспечения безопасности и экономической целесообразности при разработке морских нефтегазовых месторождений с применением оборудования устьевых оголовков и устьевых елок в системах подводной добычи. Настоящий стандарт допускает использование разнообразных технологий от общепринятых до самых современных разработок и, тем самым, не ограничивает и не сдерживает разработку новых технологий. Однако, пользователям настоящего стандарта рекомендуется проводить тщательный анализ стандартных сопряжений (интерфейсов) и повторного использования внутрискважинных систем и инструментов в целях минимизации затрат на жизненный цикл повышения надежности за счет применения апробированных сопряжений (интерфейсов).

Пользователи настоящего стандарта должны учитывать, что в конкретных случаях применения могут потребоваться дополнительные или отличающиеся требования. Настоящий стандарт не имеет целью запретить продавцу предлагать, а покупателю приобретать альтернативное

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

оборудование или технические решения для конкретных случаев применения. Особенно это касается новых или усовершенствованных технологий. Если предлагается альтернатива, продавец должен подробно указывать все отклонения от настоящего стандарта.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДВОДНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Часть 4: Подводное устьевое оборудование и фонтанная арматура

Petroleum and natural gas industries. Design and operation of subsea
productionsystems. Part4. Subsea wellhead and tree equipment

Дата введения–

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает технические требования к подводным устьевым оголовкам, донным устьевым оголовкам, донным устьевым оголовкам, через которые можно вести бурение, а также устьевым елкам вертикального и горизонтального типа. Настоящий стандарт определяет соответствующую инструментальную оснастку, необходимую для проведения спускоподъемных операций, испытаний и монтажа оборудования. Настоящий стандарт также устанавливает области проектирования, требования к материалам, сварке, контролю качества (включая заводские приемо-сдаточные испытания), маркировке, хранению и транспортировке как отдельных узлов (используемых для узловой сборки компоновок подводных устьевых елок), так и готовых сборных компоновок подводных устьевых елок.

Проект, первая редакция

Пользователь несет ответственность за обеспечение соответствия применяемого подводного оборудования всем дополнительным требованиям законодательства Российской Федерации, которые не являются предметом рассмотрения настоящего стандарта.

Там где применимо, настоящий стандарт может быть также использован для оборудования, устанавливаемого на скважинах-спутниках, на кустовых скважинах, а также на многоствольных скважинах с донными опорными плитами.

Оборудование, относящееся к области применения настоящего стандарта:

а) подводные устьевые елки:

- соединители устьевой елки и устьевые трубодержатели скважинных трубопроводов,
- клапаны, блоки клапанов и приводные механизмы клапанов,
- дроссели и приводные механизмы дросселей,
- дренажные, испытательные и изолирующие клапаны,
- Y-образная катушка системы TFL,
- интерфейс (сопряжение) повторного ввода,
- заглушка устьевой елки,
- трубная обвязка устьевой елки,
- направляющие рамы устьевой елки,
- инструменты для спуска устьевой елки,
- инструменты для спуска заглушки устьевой елки,
- соединитель выкидного трубопровода/шлангокабеля, смонтированный на устьевой елке,
- устьевые трубные головки и соединители устьевых трубных головок,
- основания выкидных трубопроводов (линий) и спуско-подъемный инструмент,

– управляющие интерфейсы (сопряжения), смонтированные на устьевой елке (контрольно-измерительная аппаратура (КИП), датчики, гидравлические трубы/трубопроводы и фитинги, электрический управляющий кабель и фитинги);

в) подводные устьевые оголовки:

- корпуса устьевых колонных головок направления,
- корпуса устьевых оголовков,
- устьевые трубодержатели обсадных колонн,
- уплотнительные узлы,
- направляющие плиты,
- защитные вкладыши др. протекторы проходного канала,
- антикоррозионные колпаки;

с) системы донных подвесок (обсадных колонн):

- устьевые оголовки,
- спуско-подъемный инструмент,
- устьевые трубодержатели обсадных колонн,
- инструмент для спуска устьевых трубодержателей обсадных труб,
- надставочный инструмент для заканчивания скважины с подводным расположением устья,

– переводники заканчивания скважин с подводным расположением устьев для донных устьевых оголовков,

- устьевые трубные головки,
- антикоррозионные колпаки;

д) системы донных подвесок, через которые можно вести бурение:

- корпуса устьевых колонных головок направления,
- устьевые трубодержатели первых (кондукторных) обсадных колонн,
- корпуса устьевых колонных головок,
- устьевые трубодержатели обсадных колонн,

- кольцевые уплотнительные узлы,
 - протекторы проходного канала и защитные вкладыши,
 - консервационные колпаки;
- е) системы устьевых трубодержателей скважинных трубопроводов:
- устьевые трубодержатели скважинных трубопроводов,
 - инструмент для спуска;
- ф) прочее оборудование:
- концевые и выпускные фланцевые соединения (фланцы),
 - хомутные соединения бугельного типа (бугельные хомуты),
 - концевые и выпускные резьбовые соединения,
 - другие концевые соединения,
 - шпильки и гайки,
 - уплотнительные кольца,
 - установочное оборудование с направляющими канатами.

Настоящий стандарт содержит наименования и определения оборудования, разъяснения по вопросам эксплуатации и функциям оборудования, условиям эксплуатации и уровням технических требований, описание критических компонентов, т.е. тех деталей, которые должны соответствовать требованиям настоящего стандарта.

В область применения настоящего стандарта не входит следующее оборудование:

- подводные превенторы для спуска инструмента на тресе/гибких насосно-компрессорных трубах (скважинных трубопроводах);
- монтажные райзеры, райзеры для ремонта скважин и эксплуатационные райзеры;
- подводные испытательные устьевые елки (посадочные колонны);
- управляющие системы и подводные манифольды дистанционного управления;
- надставки платформы;

- первичные защитные конструкции;
- подводное технологическое оборудование;
- подводные манифольды и гибкие трубные соединители;
- инструменты подводного устьевого оголовка;
- многоствольные конструкции с донными опорными плитами;
- донная подвеска райзеров высокого давления;
- трубная обвязка донных опорных плит;
- интерфейсы (сопряжения) донных опорных плит.

В область применения настоящего стандарта не входят восстановление и ремонт применяемого оборудования.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы. Для датированных ссылок применяют только указанное издание ссылочного стандарта, для недатированных ссылок применяют последнее издание ссылочного стандарта, включая все его изменения и поправки.

ИСО 8501-1 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степени ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий (ISO 8501-1, Preparation of steel substrates before application of paints and related products – Visual assessment of surface cleanliness – Part 1: Rust grades and preparation grades of uncoated steel substrates and of steel substrates after overall removal of previous coatings)

ИСО 10423 Промышленность нефтяная и газовая. Буровое и эксплуатационное оборудование. Устьевая и фонтанная арматура

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

(ISO 10423 Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment – Wellhead and christmas tree equipment)

ИСО 10424-1 Промышленность нефтяная и газовая. Оборудование для роторного бурения. Часть 1. Элементы бурильной штанги (ISO 10424-1, Petroleum and natural gas industries – Rotary drilling equipment – Part 1: Rotary drill stem elements)

ИСО 11960 Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы для применения в скважинах в качестве обсадных и насосно-компрессорных (ISO 11960, Petroleum and natural gas industries – Steel pipes for use as casing or tubing for wells)

ИСО 13625 Промышленность нефтяная и газовая. Буровое и эксплуатационное оборудование. Муфты соединительные водоотделяющих колонн для бурения скважин (ISO 13625, Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment – Marine drilling riser couplings)

ИСО 13628-1 Промышленность нефтяная и газовая. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 1. Общие требования и рекомендации (ISO 13628-1, Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 1: General requirements and recommendations)

ИСО 13628-3 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 3. Системы проходных выкидных трубопроводов (TFL) (ISO 13628-3, Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 3: Through flowline (TFL) systems)

ИСО 13628-7 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 7. Райзерные системы для заканчивания/ремонта скважин (ISO 13628-7, Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 7: Completion/workover riser systems)

ИСО 13628-8 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 8. Интерфейсы дистанционно управляемых подводных аппаратов (ROV) в системах подводной добычи (ISO 13628-8, Petroleum and natural gas industries –Design and operation of subsea production systems – Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems)

ИСО 13628-9 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 9. Системы дистанционно управляемых инструментальных средств (ROT) для внутрискважинных работ (ISO 13628-9, Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 9: Remote Operated Tool (ROT) intervention systems)

ИСО 13533 Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Оборудование со стволовым проходом (ISO 13533, Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment – Drill-through equipment)

ИСО 15156 (все части) Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для использования в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче (ISO 15156 (all parts), Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production)

ANSI/ASME B16.11, Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded

ANSI/ASME B31.3, Process Piping

ANSI/ASME B31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids

ANSI/ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

ANSI/ISA 75.02*, Control Valve Capacity Test Procedure

ANSI/SAE J517, Hydraulic Hose Fittings

ANSI/SAE J343, Test and Test Procedures for SAE 100R Series Hydraulic Hose and Hose Assemblies

API Spec 5B, Specification for Threading, Gauging, and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads (US Customary Units)

ASTM D 1414, Standard Test Methods for Rubber O-Rings

DNV RP B401, Cathodic Protection Design

ISA 75.01.01, Flow Equations for Sizing Control Valves

NACE No. 2/SSPC-SP 10, Joint Surface Preparation Standard: Near-White Metal Blast Cleaning

NACE SP0176, Corrosion Control of Submerged Areas of Permanently Installed Steel Offshore Structures Associated With Petroleum Production

SAE/AS 4059, Aerospace Fluid Power – Cleanliness Classification for Hydraulic Fluids

3 Термины, определения, сокращения и обозначения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

* Данный ссылочный стандарт действует в редакции ANSI/ISA 75.02.01-2008 «Control Valve Capacity Test Procedures» (ANSI/ISA 75.02.01-2008 «Процедуры испытания пропускной способности управляющего клапана»). Для однозначного соблюдения требований настоящего стандарта, рекомендуется использовать только данный ссылочный стандарт.

3.1.1 кольцевой уплотнительный узел (annulus seal assembly):

Механизм, предназначенный для обеспечения герметичного перекрытия устьевым трубодержателем обсадной трубы и корпусом устьевого колонной головки.

3.1.2 отвод назад (backdriving): «Общее» незапланированное перемещение в направлении, обратном рабочему.

3.1.3 отвод назад (backdriving): «Линейный привод» режим, при котором клапан смещается с установленного положения.

3.1.4 отвод назад (backdriving): «Дроссель с ручным/дистанционным управлением (ROV)» режим, при котором клапан изменяет положение после отсоединения исполнительного механизма.

3.1.5 отвод назад (backdriving): «вращательный (поворотный) привод» режим, при котором клапан продолжает изменять положение после завершения позиционирования.

3.1.6 отвод назад (backdriving): «Дроссель с шаговым приводом» режим, при котором клапан изменяет положение после отсоединения исполнительного механизма.

3.1.7 протектор проходного канала (bore protector): Устройство, предназначенное для защиты внутренней поверхности проходного канала в процессе бурения или ремонтных работ в скважине.

3.1.8 обратный клапан (check valve): Устройство, которое предназначено пропускать поток только в одном направлении.

3.1.9 дроссель (choke): Оборудование, используемое для ограничения и регулирования потока жидкости и газа.

3.1.10 райзер для заканчивания/ремонта скважины (completion/workover riser): Удлинитель эксплуатационного и/или кольцевого канала (каналов) скважины с подводным расположением устья до надводного судна.

См. ИСО 13628-7.

3.1.11 корпус устьевого колонной головки направления (conductor housing): Верхняя часть первой колонны обсадных труб, которая формирует подводного устьевого оборудования и обеспечивает крепление направляющих конструкций.

3.1.12 антикоррозионный колпак (corrosion cap): Колпак, устанавливаемый на устьевом оголовке временно оставляемой скважины для его защиты от коррозии, шлама и обрастания морскими организмами.

3.1.13 коррозионно-стойкий сплав (corrosion-resistant alloy); CRA: Сплав цветных металлов, в котором один или сумма определенного количества следующих легирующих элементов превышает 50 %: титан, никель, кобальт, хром и молибден.

Примечание - Данный термин относится к коррозионно-стойким сплавам, а не к трещинно-стойким сплавам, как определено в ИСО 15156 (все части).

3.1.14 коррозионно-стойкий материал (corrosion-resistant material); CRM: Сплав черных и цветных металлов, который обладает повышенной коррозионной стойкостью по сравнению с низколегированными сталями.

Примечание - Данный термин включает: CRA, duplexные и нержавеющие стали.

3.1.15 номинальная глубина (depth rating): Максимальная номинальная рабочая глубина для элемента оборудования при заданных эксплуатационных условиях.

3.1.16 расположенный после (объекта) (downstream): Направление движения от коллектора (залежи углеводородов).

3.1.17 оборудование (equipment): Любой элемент или узел (компоновка), относящиеся к области применения настоящего стандарта.

3.1.18 переводник-удлинитель устьевого елки (extension sub): Уплотняющий трубный элемент, который обеспечивает непрерывность внутреннего канала между смежными компонентами устьевого елки.

3.1.19 клапан, закрывающийся при отказе системы управления (fail-closed valve): Приводной клапан, спроектированный на нахождение в закрытом положении при отказе.

3.1.20 клапан, открывающийся при отказе системы управления (fail-open valve): Приводной клапан, спроектированный на нахождение в открытом положении при отказе.

3.1.21 выкидной трубопровод; выкидная линия (flowline): Любой трубопровод, соединяющий компоновку подводной устьевой елки с внешним соединителем выкидной линии или стыковочной втулкой.

3.1.22 опорная рама соединителя выкидного трубопровода / выкидной линии (flowline connector support frame): Конструкционная рама, которая принимает и удерживает соединитель выкидной линии и передает нагрузку от нее на устьевую оголовок или подводную якорную конструкцию.

3.1.23 система соединителя выкидного трубопровода/выкидной линии (flowline connector system): Оборудование, используемое для соединения подводных трубопроводов и/или управляющих шлангокабелей с подводной устьевой елкой.

Пример - Смонтированные на устьевой елке соединительные системы, используемые для соединения подводных выкидных трубопроводов с подводной устьевой елкой, соединяют концевой терминал выкидного трубопровода с подводной устьевой елкой с помощью гибкого трубного соединителя, соединяют подводную устьевую елку с манифольдом с помощью гибкого трубного соединителя и т.д.

3.1.24 трубная петля (flow loop): Трубопровод, который соединяет отвод (отводы) подводной устьевой елки с подводным соединителем выкидной линии и/или другими соединителями трубной обвязки устьевой елки (перепускная трубная обвязка и т.п.).

3.1.25 направляющий раструб (guide funnel): Конусное расширение на конце направляющего элемента, предназначенное для обеспечения

предварительного направления по отношению к другому направляющему элементу.

3.1.26 направляющий канат (guideline): Канат, натянутый от морского дна к поверхности и предназначенный для спуска оборудования к донным конструкциям.

3.1.27 райзер высокого давления (high-pressure riser): Трубный элемент, который удлиняет ствол скважины на участке от донного устьевого оголовка или устьевой трубной головки до надводного преентора (BOP).

3.1.28 устьевая елка горизонтального типа (horizontal tree): Устьевая елка, в которой эксплуатационный коренной клапан, расположен не на вертикальном стволе елки, а на горизонтальных боковых отводах.

3.1.29 гидравлическое (номинальное рабочее) давление (hydraulic rated working pressure): Максимальное внутреннее давление гидравлического оборудования на поддержание и/или регулирование которого оно спроектировано.

Примечание - Следует различать гидравлическое давление и испытательное гидравлическое давление (давление гидравлического испытания).

3.1.30 гидростатическое давление (hydrostatic pressure): Максимальное наружное давление окружающей океанической среды (при максимальной глубине) на поддержание и/или регулирование которого спроектировано оборудование.

3.1.31 приспособление для внутрискважинных работ (intervention fixture): Механизм или устройство, постоянно установленное на подводном устьевом оборудовании для обеспечения проведения внутрискважинных работ (операций), включая, в том числе:

- захватывающие приспособления;
- стыковочные приспособления;
- установочные приспособления;

- приспособления с линейным приводным механизмом;
- приспособления с поворотным приводным механизмом;
- приспособления с гидравлической соединительной муфтой.

3.1.32 внутрискважинная система (intervention system): Комплекс средств для перемещения или транспортировки внутрискважинного инструмента к подводному устьевому оборудованию для выполнения внутрискважинных работ (операций), включая:

- дистанционно управляемый аппарат;
- дистанционно управляемый инструмент;
- систему для проведения водолазных работ с подачей воздуха с поверхности;
- водолаза.

3.1.33 внутрискважинный инструмент (intervention tool): Механизм или дистанционно управляемый инструмент, перемещаемый внутрискважинной системой для соединения или сопряжения с приспособлениями для внутрискважинных работ.

3.1.34 подъемная проушина (lifting pad eye): Проушина, предназначенная для подъема или подвеса проектной нагрузки или сборных компоновок.

3.1.35 нижняя компоновка (нижний блок; узел) райзера для ремонтных работ в скважине (lower workover riser package); LWRP: Унифицированный узел, сопряженный с верхним соединителем устьевого елки и позволяющий герметизировать (уплотнять) вертикальный проходной канал (ы) устьевого елки.

3.1.36 система донной подвески (mudline suspension system): Буровая система, состоящая из серии корпусных конструкций, используемая для

подвески обсадных колонн на уровне морского дна с размещением надводного превентора на буровой установке, опирающейся на морское дно.

3.1.37 ориентирующие вкладыши (orienting bushings): Детали, не находящиеся под давлением и которые используются для ориентации оборудования или инструментов относительно устья скважины.

3.1.38 внешняя трубная обвязка устьевого елки (outboard tree piping): Трубная обвязка подводной устьевого елки, расположенная после последнего клапана устьевого елки (включая дроссельные узлы) и до соединения выкидного трубопровода. См. «трубная петля» (3.1.24).

3.1.39 постоянная донная направляющая плита (permanent guidebase): Конструкция, обеспечивающая соосность и ориентацию системы устьевого оборудования и направление для входа спускаемого оборудования на или в компоновку оборудования устья скважины.

3.1.40 деталь, работающая под давлением (pressure-containing part): Деталь, отказ которой приводит к утечке скважинного флюида в окружающую среду.

Пример – Корпуса, крышки, штоки.

3.1.41 деталь, регулирующая давление (pressure-controlling part): Деталь, предназначенная для контроля и регулирования движения флюидов под давлением.

Пример – Механизмы уплотнения проходных каналов клапанов, дроссельных насадок и устьевых трубодержателей.

3.1.42 номинальное рабочее давление (rated working pressure); RWP: Максимальное внутреннее давление оборудования на поддержание и/или регулирования которого оно спроектировано.

Примечание - Следует различать номинальное рабочее давление и испытательное давление (давление испытания).

3.1.43 катушка повторного ввода (re-entry spool): Профиль верхнего соединения устьевого елки (соединительный узел в верхней части устьевого

елки), который обеспечивает дистанционное подсоединение спуско-подъемного инструмента для устьевой елки, нижней компоновки (нижнего блока) райзера для ремонтных работ в скважине (LWRP) или заглушки устьевой елки.

3.1.44 обратное дифференциальное давление (reverse differential pressure): Условие, при котором дифференциальное давление прикладывается к дроссельному клапану в направлении, обратном указанному рабочему направлению.

Примечание - Это возможно в рабочем или закрытом положении дросселя.

3.1.45 спуско-подъемный инструмент (running tool): Инструмент, предназначенный для дистанционного выполнения с поверхности операций по спуску, извлечению, позиционированию или подсоединению подводного оборудования.

Пример - Инструмент для спуска-подъема устьевой елки, заглушки устьевой елки, соединителей выкидных линий и т.п.

3.1.46 подводный превентор (subsea blowout preventer): Превентор, предназначенный для установки на подводных устьевых оголовках, устьевых трубных головках или устьевых елках.

3.1.47 подводный устьевой трубодержатель обсадных колонн (subsea casing hanger): Устройство, которое удерживает обсадную колонну в устьевом оголовке на дне моря.

3.1.48 подводное оборудование для заканчивания скважины (subsea completion equipment): Специализированное оборудование устьевой елки и устьевого оголовка, используемые для заканчивания скважины с подводным расположением устья.

3.1.49 корпус подводного устьевого оголовка (subsea wellheadhousing): Корпус, находящийся под давлением, и предназначенный для размещения в нем элементов подвески и уплотнения (герметизации) скважинных обсадных колонн.

3.1.50 подводный преვენтор для спуска инструмента на тресе/гибких насосно-компрессорных трубах (скважинных трубопроводах) (subsea wireline/coiled tubing blowout preventer): Подводный преვენтор, который устанавливается над подводной устьевой елкой для обеспечения ввода инструментов на тресе или гибких насосно-компрессорных трубах (скважинных трубопроводах).

3.1.51 надводный преვენтор (surface blowout preventer): Преვენтор, предназначенный для использования на поверхностном оборудовании, таком как стационарная платформа, самоподъемная плавучая буровая установка.

3.1.52 вертлюжный фланец (swivel flange): Фланцевый узел, состоящий из центральной втулки и отдельной фланцевой тарелки, которая может свободно поворачиваться вокруг втулки.

Примечание - Вертлюжные фланцы типа 17SV соответствуют типовым фланцам по стандарту ИСО типа 17SS и 6BX одного размера и номинального давления.

3.1.53 переходная надставка (tieback adapter): Устройство, используемое для обеспечения интерфейса (соединения) между оборудованием донной подвески и подводным оборудованием для заканчивания скважины.

3.1.54 заглушка устьевой елки (tree cap): Находящийся под давлением природозащитный барьер, устанавливаемый над эксплуатационным коронным клапаном на устьевой елке вертикального типа или над устьевым трубодержателем скважинных трубопроводов на устьевой елке горизонтального типа.

3.1.55 соединитель устьевой елки (tree connector): Механизм, предназначенный для соединения и уплотнения (герметизации) подводной устьевой елки с подводным устьевым оголовком или устьевой трубной головкой.

3.1.56 направляющая рама устьевой елки (tree guide frame): Рамная конструкция, которая предназначена для направления, ориентации и защиты

подводной устьевой елки, устанавливаемой на подводном устьевом оголовке/устьевой трубной головке, а также для обеспечения опоры для выкидных линий устьевой елки и соединительного оборудования, манифольда дистанционного управления, анодов и противовесов.

3.1.57 боковой отвод устьевой елки (tree-side outlet): Месторасположения канальных выходов с боковой стороны блока устьевой елки.

3.1.58 шлангокабель (umbilical): Шланговый, трубный, трубопроводный и/или электрический проводник, по которому направляются флюиды и/или электрический ток или сигналы к/от подводных устьевых елок.

3.1.59 расположенный до (объекта) (upstream): Направление движения к коллектору (залежи углеводородов).

3.1.60 блок клапанов (valve block): Единый блок, состоящий из двух или более клапанов.

3.1.61 устьевая елка вертикального типа (vertical tree): Устьевая елка, в которой коренной клапан, расположен на вертикальном стволе елки ниже горизонтальных боковых отводов.

3.1.62 защитный вкладыш (wear bushing): Протектор проходного канала, который также предназначен для защиты устьевого трубодержателя обсадной колонны, расположенный ниже его.

3.1.63 граница давления корпуса устьевого оголовка (wellhead housing pressure boundary): Корпус устьевого оголовка от верхней части устьевого оголовка до самого нижнего комплекта уплотнений.

3.1.64 Y-образная катушка (wye spool): Катушка между коренным и коронными клапанами на устьевой елке системы TFL, которая обеспечивает прохождение инструмента системы TFL из выкидных линий в проходные каналы устьевой елки.

3.2 Сокращения и обозначения

ADS (atmospheric diving system) – система для проведения водолазных работ с подачей воздуха с поверхности;

AMV (annulus master valve) – коренной клапан канала кольцевого пространства;

ANSI (American National Standards Institute) – Американский национальный институт стандартов;

API (American Petroleum Institute) – Американский институт нефти;

ASME (American Society of Mechanical Engineers) – Американское общество инженеров-механиков;

ASV (annulus swab valve) – коронный клапан канала кольцевого пространства;

AWS (American Welding Society) – Американское общество по сварке;

AWV (annulus wing valve) – боковой клапан канала кольцевого пространства;

ВОР (blowout preventer) – превентор;

СГВ (completion guidebase) – направляющая плита для заканчивания скважины;

CID (chemical injection – downhole) – нагнетание химических реагентов – забой скважины;

CIT (chemical injection – tree) – нагнетание химических реагентов – устьевая елка;

CRA (corrosion-resistant alloy) – коррозионностойкий сплав;

CRM (corrosion-resistant material) – коррозионностойкий материал;

EDP (emergency disconnect package) – блок аварийной расстыковки (см. ИСО 13628-7);

FAT (factory acceptance test) – заводские приемо-сдаточные испытания;

FEA (finite element analysis) – анализ методом конечных элементов;

GRA (guidelineless re-entry assembly) – блок (узел) повторного ввода без направляющих канатов;

HXT (horizontal subsea tree) – подводная устьевая елка горизонтального типа;

LRP (lower riser package) – нижняя компоновка (блок, узел) райзера (см. ИСО 13628-7);

LWRP (lower workover riser package (LRP + EDP)) – нижняя компоновка (блок, узел) райзера для ремонтных работ в скважине (см. ИСО 13628-7);

NACE (National Association of Corrosion Engineers) – Национальная ассоциация инженеров-специалистов по коррозии;

OEC (other end connectors) – другие концевые соединения;

PGB (permanent guidebase) – стационарная (постоянная) направляющая платформа (плита);

PMR (per manufacturer's rating) – по стандарту изготовителя;

PMV (production master valve) – эксплуатационный коренной клапан;

PR2 (performance requirement level two) – уровень эксплуатационных требований 2;

PSV (production swab valve) – эксплуатационный коронный клапан;

PMW (production wing valve) – эксплуатационный боковой клапан;

QTC (qualification test coupon) – образец для квалификационного испытания;

RMS (root mean square) – среднее квадратическое значение;

RWP (rated working pressure) – номинальное рабочее давление;

SCSSV - скважинный предохранительный клапан, управляемый с поверхности (surface-controlled subsurface safety valve);

SCF (stress concentration factor) – коэффициент концентрации напряжений;

SIT (system integration test) – комплексное испытание системы;

TFL (through-flowline) – (система) проходных выкидных трубопроводов (см. ИСО 13628-3);

TGB (temporary guidebase) – временная направляющая плита;

USV (underwater safety valve) – подводный клапан-отсекатель (см. ИСО 10423);

VXT (vertical subsea tree) – подводная устьевая елка вертикального типа;

WCT-BOP (wireline/coil tubing blowout preventer) – превентор для троса/гибких насосно-компрессорных труб (скважинных трубопроводов) (см. ИСО 13628-7);

XOV (cross-over valve) – (трехходовой) переключающий клапан;

ХТ (subsea tree) – подводная устьевая елка;

БРН (SWL – safe working load) – безопасная рабочая нагрузка;

ВД (ID inside diameter) – внутренний диаметр;

ДУИ (ROT – remotely operated tool) – дистанционно управляемый инструмент (см. ИСО 13628-9);

ДУПА (ROV – remotely operated vehicle) – дистанционно управляемый подводный аппарат (см. ИСО 13628-8);

НД (OD – outside diameter) – наружный диаметр;

НК (NDE – non-destructive examination) – неразрушающий контроль;

НКТ – насосно-компрессорная труба (скважинный трубопровод);

УТТ (PSL – product specification level) – уровень технических требований.

S_b (bending stress) – изгибающее напряжение;

S_m (membrane stress) – мембранное напряжение;

S_T (S_y – yield strength) – предел текучести.

4 Условия эксплуатации и уровни технических требований

4.1 Условия эксплуатации

4.1.1 Общие положения

Условия эксплуатации классифицируют по давлению, температуре, различным элементам конструкции ствола скважины и эксплуатационным режимам, на которые спроектировано оборудование.

4.1.2 Значения давления

Значения давления указывают максимальные рабочие давления, выраженные в мегапаскалях (МПа) с эквивалентными значениями в фунтах на квадратный дюйм (фунт/дюйм²) в скобках. Необходимо учесть, что давление представляет собой манометрическое давление.

4.1.3 Классификация по температуре

Классификация по температуре указывает диапазоны температур от минимальных (окружающей среды или потока) до максимальных температур потоков флюида, выраженных в градусах Цельсия (°C) с эквивалентными значениями в градусах Фаренгейта (°F) в скобках. Классификация представлена в ИСО 10423.

4.1.4 Эксплуатация в присутствии сернистых соединений и маркировка

Для классов материалов DD, EE, FF и HH изготовитель должен обеспечить соответствие технологии обработки материалов и свойств материалов (например, твердости) требованиям ИСО 15156 (все части). Выбор класса материала и конкретных материалов для конкретных условий является в полной мере ответственностью покупателя.

Обозначение класса материалов DD, EE, FF, HH должно включать маркировку максимально допустимого парциального давления H₂S, выраженного в фунтах на квадратный дюйм. Максимально допустимое парциальное давление должно соответствовать требованиям ИСО 15156 (все части), для установленного класса температур по стандарту API для предельного компонента (компонентов) в компоновке оборудования.

Пример – «FF-1,5» указывает класс материала FF, рассчитанный на 1,5 фунт/дюйм² абсолютного максимально допустимого парциального давления H₂S.

В случае отсутствия ограничения по парциальному давлению для H₂S согласно ИСО 15156 (все части) необходимо использовать маркировку «NL».

Пример – «DD-NL».

Пользователям настоящего стандарта следует учитывать что на сопротивление трещинообразованию, возникающее при наличии H₂S, оказывают влияние многие другие факторы, для которых установлены некоторые ограничения в ИСО 15156 (все части). Они включают, но не ограничиваясь этим, следующее:

- pH;
- температуру;
- концентрацию хлоридов;
- свободную серу.

Примечание - Для данного подраздела ANSI/NACE MR0175/ИСО 15156 является эквивалентом ИСО 15156 (все части).

При выборе материалов покупателю следует также учитывать различные факторы окружающей среды и эксплуатационные параметры, перечисленные в приложении А.

4.1.5 Классы материалов

Выбор материалов для изготовления оборудования, работающего под давлением и регулирующего давление, является ответственностью конечного потребителя. Для индикации материалов таких компонентов оборудования должны использоваться классы материалов АА–НН, указанные в таблице 1. Руководства по выбору класса материала, основанные на составе удерживаемого флюида и режимах эксплуатации, приведены в приложении М.

4.2 Уровни технических требований

Руководства по выбору соответствующего УТТ приведены в приложении М. УТТ смонтированной системы оборудования (компоновки)

устьевого оголовка или устьевого елки, должен определяться по самому низкому УТТ любого из компонентов этой системы, работающего под давлением или регулирующего давление. Требования к структурным компонентам и другим деталям оборудования, не работающим под давлением/не регулирующим давление, изготовленные в соответствии с настоящим стандартом, не устанавливаются в требованиях УТТ, а должны быть установлены в технических условиях изготовителя.

Компоненты оборудования, работающие под давлением, изготовленные в соответствии с настоящим стандартом, должны удовлетворять требованиям УТТ 2, УТТ 3 и УТТ 3G, как установлено в ИСО 10423. Компоненты, регулирующие давление, должны соответствовать требованиям УТТ 2, УТТ 3 и УТТ 3G, как указано в 5.4 и ИСО 10423, за исключением тех, для которых в настоящем стандарте установлены дополнения или модификации. Данные УТТ определяют различные уровни требований к квалификации материала, испытаниям и документации. УТТ 3G не всегда предусматривает испытания компоновки газом на уровне выше, чем испытания компонента/компоновочного узла (таких, как отдельные клапаны, дроссели, трубодержатели скважинных трубопроводов и т.п.). Покупатель должен указать необходимость проведения испытаний газом компоновки верхнего уровня, изготовленной в соответствии с УТТ 3G, (такие, как компоновки VXT или НХТ), как единой установки при FAT.

5 Общие системные требования

5.1 Проектные и эксплуатационные требования

5.1.1 Общие положения

5.1.1.1 Характеристики изделия

Характеристики изделия определяются изготовителем на основе анализа и испытаний, в частности:

– валидационное испытание (см. 5.1.7), предназначенное для демонстрации и определения эксплуатационных характеристик общих видов изделий, представляющих определенные типы изделия;

– эксплуатационные требования, определяющие рабочие характеристики конкретных деталей «в состоянии поставки» (как предусмотрено в 5.1.1 и 5.1.2), основанные на данных заводских приемочных испытаний и соответствующих валидационных испытаний.

Эксплуатационные требования являются специфическими и индивидуальными для изделия в состоянии поставки. Изделия должны проектироваться и испытываться для их применения в соответствии с 5.1, 6.1 и разделами 7 - 11.

5.1.1.2 Герметичность

Конструкции изделий должны быть способны выдерживать номинальное рабочее давление при номинальной температуре без деформации, влияющей на соответствие любому другому эксплуатационному требованию, при условии превышения критериев напряженного состояния.

5.1.1.3 Тепловая целостность

Конструкции изделий должны сохранять функционирование в пределах диапазона температур, к которому было отнесено изделие. Компоненты должны аттестовываться и испытываться на максимальные и минимальные рабочие температуры, которым они будут подвергаться в процессе работы, охлаждающего эффекта Джоуля-Томпсона, принудительного нагрева выкидных трубопроводов или эффектов тепловой инертности (изоляции). При установлении требований к рабочей температуре компонентов допустимо использование термоанализа. Информация для проектирования и аттестации оборудования, работающего при повышенных температурах, приводится в ИСО 10423.

5.1.1.4 Материалы

Изделие должно проектироваться для подходящего класса материала, выбранного из таблицы 1 и соответствующего требованиям ИСО 10423.

Таблица 1 – Требования к материалам

Класс материалов ^{a)}	Минимальные требования к материалу	
	Корпус, крышка и фланец	Регулирующие давление детали, штоки и держатели оправок
AA-Общее применение	Углеродистая или низколегированная сталь	Углеродистая или низколегированная сталь
BB-Общее применение	Углеродистая или низколегированная сталь	Нержавеющая сталь
CC-Общее применение	Нержавеющая сталь	Нержавеющая сталь
DD-Исполнение для работы в присутствии сернистых соединений ^{a)}	Углеродистая или низколегированная сталь ^{b)}	Углеродистая или низколегированная сталь ^{b)}
EE-Исполнение для работы в присутствии сернистых соединений ^{a)}	Углеродистая или низколегированная сталь ^{b)}	Нержавеющая сталь ^{b)}
FF-Исполнение для работы в присутствии сернистых соединений ^{a)}	Нержавеющая сталь ^{b)}	Нержавеющая сталь ^{b)}
NN-Исполнение для работы в присутствии	CRA ^{b),c),d)}	CRA ^{b),c),d)}

сернистых соединений ^{a)}		
Примечание - Информацию относительно выбора класса материала см. в 5.1.2.3.		
<p>^{a)} Как определено в ИСО 10423; в соответствии с ИСО 15156 (все части).</p> <p>^{b)} В соответствии с ИСО 15156 (все части).</p> <p>^{c)} CRA требуется только для поверхностей, смачиваемых удерживаемым флюидом; для низколегированных и нержавеющей сталей допускается покрытие CRA.</p> <p>^{d)} CRA определяется в 3.1.13. Определение ИСО 15156 (все части) для CRA не применяется.</p> <p>Примечание—Для данной таблицы ANSI/NACE MR0175/ИСО 15156 эквивалентно ИСО 15156 (все части).</p>		

5.1.1.5 Несущая способность

Конструкции изделий должны быть способны выдерживать номинальные нагрузки, влияющие на соответствие любому другому эксплуатационному требованию, при условии не превышения критериев напряженного состояния. Конструкции изделий удерживающих трубы, должны быть способными удерживать номинальные нагрузки без смятия труб менее диаметра проходного сечения.

Проектные требования и критерии, приводимые в настоящей части стандарта, основываются на номинальном рабочем давлении и внешних нагрузках, возникающих при установке, испытании и плановой эксплуатации. Изготовителю необходимо рассматривать дополнительные проектные требования при возникновении нагрузок, прикладываемых к морскому стояку или райзеру для ремонтных работ, и документально оформлять общие эксплуатационные ограничения. ИСО 13628-7 определяет проектные требования к райзеру для ремонтных работ и включает дополнительные эксплуатационные условия, такие как экстремальные и случайные события

(смещение судна, отключение или смещение блокировки компенсатора). Такие условия нагружения должны рассматриваться при аттестации оборудования, см. 5.1.7. Заказчику необходимо подтвердить, что ожидаемые рабочие нагрузки находятся в пределах рабочих ограничений оборудования, которое будет использоваться в конкретных условиях применения.

5.1.1.6 Циклы

Конструкции изделий должны быть способными выполнять свои функции и работать в планируемых условиях с количеством рабочих циклов, как указано изготовителем. Изделие необходимо проектировать для работы с требуемым количеством циклов давления/температуры, циклическими внешними нагрузками и многократными свинчиваниями/развинчиваниями (закреплениями/раскреплениями), при соответствующих условиях и, где требуется, подтвержденных валидационными испытаниями.

5.1.1.7 Рабочее усилие или крутящий момент

Изделия должны проектироваться для работы в соответствии с техническими условиями изготовителя на усилие или крутящий момент, при соответствующих условиях и, где требуется, подтвержденных валидационному испытанию.

5.1.1.8 Накопленная энергия

Конструкция должна учитывать освобождение накопленной энергии и обеспечивать возможность ее безопасного высвобождения до разъединения фитингов, компоновок, т.д. Характерными примерами этого являются, но не ограничиваясь этим, запертое давление и сжатые пружины.

5.1.2 Эксплуатационные условия

5.1.2.1 Номинальные значения давления

5.1.2.1.1 Общие положения

Номинальные значения давления должны соответствовать 5.1.2.1.2 и 5.1.2.1.8. При прохождении трубопроводных линий малого диаметра, таких как управляющие линии SCSSV или линии нагнетания химических реагентов,

через полость, такую как полость трубодержателя НКТ/елки, то оборудование, граничащее с этой полостью, должно проектироваться на максимальное давление в любой из этих линий, если только не предусмотрены средства для контроля и освобождения давления в полости в случае возникновения утечки в любой из этих линий; дополнительную информацию см. в 7.9.1 и 9.2.7. Дополнительно необходимо учитывать влияние внешних нагрузок (например, изгибающих моментов, растяжения), гидростатических нагрузок от окружающей среды и усталости. В контексте настоящей части стандарта номинальные значения давления должны интерпретироваться как номинальное рабочее давление (3.1.41).

В конструкции уплотнений необходимо учитывать создаваемое на большой глубине обратное давление, воздействующее на уплотнение наружным гидростатическим давлением, превышающим внутреннее давление в проходном отверстии. Необходимо учитывать условия эксплуатации (например, ввод в эксплуатацию, испытания, пуско-наладочные работы, эксплуатация, продувка).

5.1.2.1.2 Подводные устьевые елки

5.1.2.1.2.1 Стандартные номинальные значения давления

Там где возможно, заказчиком должно быть указано одно из следующих стандартных номинальных значений давления: 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²), в соответствии с которым необходимо спроектировать и изготовить оборудование в сборе, работающее под давлением и регулирующее его, такое как клапаны, дроссели, корпуса устьевого оборудования и соединители. Стандартные номинальные значения давления способствует обеспечению безопасности и взаимозаменяемости оборудования, в частности там, где концевые соединения соответствуют настоящей части стандарта или другим отраслевым стандартам, таким как ИСО 10423. Промежуточные номинальные значения давления, например, 49,5 МПа (7 500 фунт/дюйм²) для деталей,

работающих под давлением и регулирующих давление, не рассматриваются, за исключением трубной обвязки трубодержателей НКТ и/или проходов устьевой елки и соединений, расположенных перед компонентами в скважине (такими, как SCSSV, соединения системы нагнетания химических реагентов, датчики), которые могут иметь более высокие проектные требования, чем рабочее давление.

5.1.2.1.2.2 Нестандартные номинальные значения давления

Нестандартные номинальные значения давления не входят в область рассмотрения настоящего стандарта.

5.1.2.1.3 Трубодержатели НКТ

Стандартные значения RWP для подводных трубодержателей НКТ должны составлять 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) и 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²). Эксплуатационные или кольцевые соединения НКТ могут иметь RWP ниже, чем RWP для трубодержателей НКТ. Кроме того, трубодержатель НКТ может содержать проточные каналы, которые не должны превышать 1,0 RWP компоновки трубодержателя НКТ плюс 17,2 МПа (2 500 фунт/дюйм²).

5.1.2.1.4 Подводное устьевое оборудование

Стандартные значения RWP для подводного устьевого оборудования должны составлять 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) и 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²). Для инструментов и внутренних компонентов, такие как трубодержатели обсадных колонн, допустимы другие номинальные значения давления в зависимости от размера, резьбы соединения и рабочих требований.

5.1.2.1.5 Донное оборудование

Стандартные номинальные значения рабочего давления не применяются к донным трубодержателям обсадных колонн и наставочному оборудованию. Данное оборудование должно быть рассчитано на рабочее давление в соответствии с методами, представленными в разделе 10 и приложении Е.

5.1.2.1.6 Гидравлически управляемые компоненты

Гидравлически управляемые компоненты и гидравлические управляющие линии, не подверженные воздействию скважинных флюидов, должны иметь гидравлическое RWP (проектное давление) соответствующее с документально оформленным техническим условиям изготовителя. Компоненты, использующие для работы гидравлическую систему, необходимо проектировать для выполнения предусмотренных функций при 0,9 гидравлического RWP или меньше, а также для возможности выдерживать случайные аномальные давления до 1,1 гидравлического RWP.

5.1.2.1.7 Ограничения резьб

Оборудование, проектируемое для механического соединения с соединениями с небольшим внутренним каналом [каналом до 25,4 мм (1,00 дюйм)], контрольным окном и соединениями с манометрами, должно иметь внутренние резьбы, соответствующие ограничениям на использование, указанные в 7.3, и должны соответствовать размеру и ограничениям RWP, представленным в таблице 2. Допустимо использование ОЕС с внутренними резьбами и удовлетворяющие требованиям 7.3, и которые спроектированы специально для использования для небольших каналов, испытательных портов или соединений с манометрами.

Таблица 2 – Номинальные значения давления для внутренних резьбовых соединений

Тип резьбы	Размер, мм (дюйм)	Номинальное рабочее давление, МПа (фунт/дюйм ²)
Трубы для трубопроводов по стандарту API (размеры)	12,7 (1/2)	69,0 (10 000)

Соединения на высокое давление	Тип I, II и III по ИСО 10423	103,5 (15 000)
--------------------------------	------------------------------	----------------

5.1.2.1.8 Другое оборудование

Конструкция другого оборудования такого, как инструменты для спуска, извлечения и испытания, должны соответствовать техническим условиям заказчика/изготовителя.

5.1.2.2 Номинальные значения температуры

5.1.2.2.1 Стандартные значения номинальной рабочей температуры

Оборудование, соответствующее настоящему стандарту, должно проектироваться и аттестовываться для работы в диапазоне температур, определенном изготовителем, и, как система в целом, в соответствии с ИСО 10423. Минимальным диапазоном температур для приводных механизмов клапанов и дросселей является интервал от 2 °С (35 °F) до 66 °С (151 °F). Минимальным диапазоном для проверки подводной системы, в соответствии с ИСО 13628-4, должна быть аттестация температуры V [от 2 °С (35 °F) до 121 °С (250 °F)]. В случае необходимости минимальной проверки для материалов, работающих под давлением и регулирующих давление, требующих ударную вязкость материалов (УТТ 3 и УТТ 3G), рекомендуется аттестация температуры U [от минус 18 °С (0 °F) до 121 °С (250 °F)].

Допустимо проведение надводных испытаний перед установкой при более низких температурах окружающей среды, чем при аттестации системы, указанной изготовителем. Аттестацию изделия при температуре испытания перед установкой проводить не требуется.

При эксплуатации оборудования необходимо учитывать переходные низкотемпературные эффекты на корпусах дросселей и сопряженных компонентах, расположенных после них, подвергаемых воздействию охлаждающего эффекта Джоуля-Томпсона вследствие экстремальных перепадов давления газа.

Соответствие оборудования для работы при переходных низкотемпературных эффектов, связанных с охлаждающим эффектом Джоуля-Томпсона и условиями пуска скважины в эксплуатацию, проверяется одним или несколькими из ниже перечисленных методов:

а) валидация компонентов при требуемой минимальной температуре, как указано в 5.1.7;

б) валидация компонентов в стандартном рабочем температурном диапазоне с проверкой материала с V-образным надрезом по Шарпи при минимальной переходной рабочей или более низкой температуре в соответствии с требованиями, как указано в 4.1.3;

с) валидация компонентов в стандартном рабочем температурном диапазоне при наличии документации, подтверждающей применимость материала для работы в диапазоне переходных температур.

5.1.2.2.2 Стандартное номинальное рабочее значение температуры, уточненное для охлаждения морской водой

При подтверждении анализом либо испытаниями сохранения температуры определенного оборудования на подводном устье скважины, донной подвеске и компоновках устьевого елки, например приводы клапанов и дросселей, в диапазоне, не превышающем 66 °C (150 °F) при эксплуатации под водой с удерживаемым флюидом температурой как минимум 121 °C (250 °F), допустимо проектировать и аттестовывать оборудование для температурного диапазона от 2 °C (35 °F) до 66 °C (150 °F).

Термически защищенные от морской воды с использованием изоляционных материалов подводные компоненты и оборудование должны подтвердить работоспособное состояние в пределах температурного диапазона указанной температурной классификации.

5.1.2.2.3 Учет температуры при проектировании

При проектировании необходимо учитывать влияние термических градиентов и циклов на металлические и неметаллические детали оборудования.

5.1.2.2.4 Учет температуры при хранении/испытании

При хранении и испытании подводного оборудования на поверхности при температурах, выходящих за пределы номинальных значений температуры, необходимо обращаться к изготовителю для уточнения наличия специальных рекомендованных процедур испытания в период хранения или на поверхности. Изготовитель должен документально оформлять любые подобные рекомендации по специальным процедурам испытания в период хранения или на поверхности.

5.1.2.3 Определение классов материалов

5.1.2.3.1 Общие положения

Оборудование должно изготавливаться из материалов (металлических или неметаллических), отвечающих требованиям классификации материалов, в соответствии с таблицей 1. Таблица 1 не определяет все факторы окружающей среды на устье скважины, а представляет классы материалов для различных уровней условий эксплуатации и относительной коррозионной активности.

5.1.2.3.2 Классы материалов

Выбор материалов является ответственностью заказчика, так как он обладает информацией по условиям эксплуатации, а также контролирует нагнетаемые химреагенты. Заказчик вправе уточнять изготовителю номинальные условия эксплуатации и нагнетаемые химические реагенты, для уточнения поставщика рекомендуемых материалов для последующей проверки и утверждения.

Требования к материалам должны соответствовать таблице 1. Компоненты, работающие под давлением, должны обозначаться как «корпуса» при определении требований к состоянию материала из таблицы 1.

Внастоящей части стандарта другое оборудование прохода границы давления ствола скважины, такое как смазочные и отводные фитинги, должно обозначаться как «штоки», как представлено в таблице 1. Металлические уплотнения должны обозначаться как детали, регулирующие давление в соответствии с таблицей 1.

Детали, работающие под давлением и подверженные воздействию скважинных флюидов, должны соответствовать классам материалов АА-НН в соответствии с ИСО 15156 (все части) и таблице 1.

5.1.3 Методы проектирования и критерии

5.1.3.1 Общие положения

В настоящем стандарте дается оценка конструкционной прочности и усталостной прочности. При расчете на усталость допустимо использование ASME BPVC (раздел VIII, подраздел 2, приложение 5) или других общепринятых стандартов. Локальные значения напряжения смятия не входят в область применения настоящей части стандарта. Влияния на компоновку или компоненты внешних нагрузок (например, изгибающего момента, растяжения, т.д.) подробно не рассматриваются в настоящем стандарте или ИСО 10423. При определении конструкционной прочности оборудования, входящего в область применения настоящего стандарта и подверженного воздействию внешних нагрузок, допустимо использование ИСО 13628-7.

Заказчик должен подтвердить соответствие ожидаемых рабочих нагрузок эксплуатационным ограничениям оборудования, используемого в конкретной задаче.

5.1.3.2 Фланцы, стыковочные втулки и резьбовое оборудование, соответствующее стандартам ИСО

Фланцы и стыковочные втулки для использования под водой должны проектироваться в соответствии с требованиями, как указано в 7.1, 7.2 и/или 7.3.

5.1.3.3 Компоненты, регулирующие давление

Трубодержатели обсадных и насосно-компрессорных колонн, а также компоненты, регулирующие давление, за исключением донных подвесок устьевого оборудования, должны проектироваться в соответствии с ИСО 10423.

Компоненты, регулирующие давление, для оборудования донных подвесок должны проектироваться в соответствии с разделом 10.

5.1.3.4 Компоненты, работающие под давлением

Устьевое оборудование, корпуса, крышки, штоки и другие компоненты, работающие под давлением, должны проектироваться в соответствии с ИСО 10423.

5.1.3.5 Запорное болтовое крепление и критическое болтовое крепление

Запорное болтовое крепление (работающее под давлением) и критические болтовые крепления (несущее высокую нагрузку) требуют предварительного нагружения практически до предела текучести материала, как указано ниже.

Запорное болтовое крепление 6BX и 17SS фланцев должно выполняться с использованием метода, позволяющего создавать напряжения в диапазоне от 67 % до 73 % предела текучести материала болтов.

Данный диапазон напряжения необходим для создания предварительной нагрузки, превышающей усилие разделения при давлении испытания, но не создавая при этом чрезмерного напряжения, превышающего 83 % предела текучести материала болтов.

Запорное болтовое крепление, изготавливаемое из углеродистой или легированной стали для использования в подводных условиях, должно быть ограничено максимальным значением 321 HBN (Роквелл «С» 35) из-за возможности возникновения водородного охрупчивания при использовании катодной защиты. Запорное болтовое крепление для классов материала АА-

НН, покрываемое изоляцией, должно обрабатываться согласно ИСО 15156 (все части) как болтовое крепление, подвергаемое воздействию.

Максимально допустимое напряжение растяжения для запорного болтового крепления должно определяться с учетом условий первоначального напряжения крепления, номинального рабочего давления и гидростатического давления испытания. Напряжения в болтах, отнесенные к поперечному сечению по впадине витка резьбы, не должны превышать ограничения, заданные в ИСО 10423.

5.1.3.6 Основные конструктивные компоненты

Основные конструктивные компоненты, такие как донные направляющие платформы, должны проектироваться в соответствии с общепризнанными отраслевыми технологиями и документально оформляться в соответствии с 5.1.5. При проектных расчетах должен использоваться расчетный/проектный коэффициент безопасности не менее 1,5, основанный на минимальном пределе текучести материала; также допустимо использование других отраслевых норм. Следует отметить, что многие нормы уже включают в себя коэффициенты безопасности. Для подтверждения отсутствия деформации вызываемой прикладываемой нагрузкой и приводящей к отклонению какого-либо эксплуатационной характеристики допустимо использование FEA. В качестве альтернативы, для анализа проекта допустимо использование проектного валидационного испытания под нагрузкой, равной 1,5 номинальной несущей способности. Деталь должна выдерживать испытательное нагружение без деформации, воздействующей на какие-либо другие эксплуатационные требования, при этом отчеты испытаний должны сохраняться.

Для других условий нагружения применяются расчетные коэффициенты (коэффициенты безопасности), приведенные в ИСО 13628-7.

5.1.3.7 Специальное оборудование

См. ИСО 10423. Кроме того, по дополнительным проектным требованиям обращаться к разделам 6 – 11. В случае отличия специальных проектных требований в разделах 6 – 11 от общих требований раздела 5 преимущество имеют специальные проектные требования для оборудования.

5.1.3.8 Конструкция подъемного оборудования

5.1.3.8.1 Общие положения

В зависимости от конструкции и проводимых испытаний подъемные устройства подразделяются на две категории: постоянно установленное подъемное оборудование и подъемное оборудование многоразового использования. К испытаниям для подъемного оборудования многоразового использования предъявляются более жесткие требования, вследствие многократных циклов использования данного оборудования в течение срока службы. В приложении К приведены руководства по проектированию, испытанию и техобслуживанию как для многократно используемого подъемного оборудования, так и для постоянно установленного подъемного оборудования.

Оборудование, используемое только для спуско-подъемных операций в скважину, на скважину или из скважины, должно проектироваться в соответствии с требованиями, как указано в 5.1.3.6 или 5.1.3.7, приложением Н или приложением К, в зависимости от применения.

5.1.3.8.2 Проушины

Проушины необходимо проектировать в соответствии с приложением К. Грузоподъемность на проушинах должна маркироваться, как указано в 5.5.2.

5.1.3.8.3 Основные элементы

Части конструкции, испытывающие нагрузки при подъеме, являются основными элементами конструкции. Грузоподъемность основного элемента работающего под давлением или регулирующего давление, а также спроектированного таким образом, что в процессе спуско-подъемных

операций он находится под давлением, должна учитывать дополнительные напряжения, возникающие при воздействии внутреннего номинального рабочего давления.

5.1.3.8.4 Испытание нагрузкой

Испытание нагрузкой подъемных проушин должно выполняться в соответствии с приложением К.

5.1.4 Прочая проектная информация

5.1.4.1 Дробные и десятичные эквиваленты

В ИСО 10423 (приложение В) приведены эквивалентные дробные и десятичные значения.

5.1.4.2 Допуски

В таблицах или на рисунках настоящего стандарта применяться следующие допуски, если не указано иначе:

а) допуск для размеров формата «X» составляет $\pm 0,5$ мм («X,X» составляет $\pm 0,02$ дюйма);

б) допуск для размеров формата «X,X» составляет $\pm 0,5$ мм («X,XX» составляет $\pm 0,02$ дюйма);

в) допуск для размеров формата «X,XX» составляет $\pm 0,13$ мм («X,XXX» составляет $\pm 0,005$ дюйма);

д) размеры, представленные как « $\frac{XXXX}{YYYY}$ », рассматриваются как максимальный размер («XXXX») и минимальный размер («YYYY»), перекрывающие номинальные допуски для удобства представления некоторых геометрических форм.

Размеры менее 10 мм (0,39 дюйма) необходимо представлять с двумя десятичными знаками так, что британский эквивалент будет находиться в пределах допуска на изготовление также с двумя десятичными знаками.

5.1.4.3 Концевое и выходное болтовое крепление

5.1.4.3.1 Соосность отверстий

Концевые и штуцерные отверстия под болты для фланцев по стандарту ИСО должны быть равномерно расположены на общей линии центров (см. таблицу 7).

5.1.4.3.2 Зацепление резьбовых шпилек

Длина зацепления резьбовой шпильки в корпусе фланцев по стандарту ИСО со шпильками должна быть равна, как минимум, одному OD шпильки.

5.1.4.4 Другие болтовые крепления

Средства анкерного крепления резьбовыми шпильками должны проектироваться для выдерживания растягивающей нагрузки, эквивалентной нагрузке, передаваемой шпильке через полностью зацепленную гайку.

5.1.4.5 Соединения для испытания, вентиляции, нагнетания и измерений

5.1.4.5.1 Уплотнение

Соединения для испытания, вентиляции, нагнетания и измерений должны обеспечивать герметичное уплотнение при давлении испытания оборудования, на котором они устанавливаются.

Необходимо предусмотреть средства, обеспечивающие безопасный сброс давления за соединителем для испытания, вентиляции, нагнетания и измерения до снятия компонента.

5.1.4.5.2 Соединительные порты для испытаний и манометров

Присоединительные патрубки для испытаний и измерений должны соответствовать требованиям, как указано в 5.1.2.1.7 и 7.3.

5.1.4.6 Программа контроля наружной коррозии

Защита от наружной коррозии для подводных елок и оборудования устья скважины должна обеспечиваться надлежащим выбором материалов, системой покрытий и катодной защитой. Программа защиты от коррозии представляет непрерывную деятельность по испытаниям, мониторингу и

замене отработавшего свой срок оборудования. Внедрение программы защиты от коррозии не входит в область применения настоящей части стандарта.

5.1.4.7 Покрытия (наружные)

5.1.4.7.1 Методы

Система покрытий и используемая методика должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя оборудования или изготовителя покрытия и согласована между заказчиком/поставщиком и изготовителем. При отсутствии спецификаций допустимо использование приложения I.

5.1.4.7.2 Хранение документации

Изготовитель должен поддерживать актуальность и сохранять доступность документации, регламентирующей системы покрытия и используемые процедуры.

5.1.4.7.3 Выбор цвета

Выбор цвета для обеспечения подводной видимости выполняется в соответствии с ИСО 13628-1.

5.1.4.8 Катодная защита

5.1.4.8.1 Для проектирования системы катодной защиты необходим учет наружной площади защищаемого оборудования. Документальное оформление и поддержание актуальности информации о площади поверхности подверженной воздействию морской воды для всего оборудования, поставляемого в соответствии с требованиями, как указано в 5.1.5, является обязанностью изготовителя оборудования. Данная документация, как минимум, должна содержать следующую информацию:

- расположение и размер смачиваемого участка поверхности для конкретных материалов с покрытием или без покрытия;
- участки, где сварка допустима или недопустима;

- материалы конструкции и системы покрытия, прилегающие к наружным смачиваемым поверхностям;
- расположение сопряжений управляющих линий;
- сопряжения выкидных трубопроводов.

5.1.4.8.2 Для катодной защиты должны применяться следующие стандарты проектирования:

- NACE SP0176;
- DNV RP B401.

5.1.4.8.3 Некоторые материалы чувствительны к водородному охрупчиванию при воздействии катодной защиты в морской воде. Необходимо уделять особое внимание выбору материалов для использования в условиях, требующих высокую прочность, коррозионную стойкость и стойкость к водородному охрупчиванию. К материалам с такой чувствительностью относятся мартенситные нержавеющие стали и большинство высоколегированных сталей, имеющих пределы текучести выше 900 МПа (131 000 фунт/дюйм²). Другими материалами, соответствующими данным признакам, являются упрочненные низколегированные стали, в частности, с уровнями твердости выше, чем Роквелл «С» 35 [с пределом текучести, превышающим 900 МПа (131 000 фунт/дюйм²)], дисперсионно-твердеющие медно-никелевые сплавы и некоторые высокопрочные титановые сплавы.

5.1.5 Проектная документация

Проектная документация должна включать методы, допущения, расчеты, протоколы квалификационных испытаний и требования обоснования проекта. Требования проектной документации должны включать, но не ограничиваясь этим, критерии размеров, значения испытательного и рабочего давления, описание материала, требования к окружающей среде и другие

необходимые требования, которые должны быть учтены в конструкции. Носитель проектной документации должен быть недвусмысленным, читаемым, воспроизводимым и восстанавливаемым. Проектная документация должна храниться как минимум в течение пяти лет после изготовления последней установки данной модели, размера и номинального рабочего давления. Проектные требования должны быть занесены в технические условия изготовителя, которые должны отвечать требованиям настоящей части стандарта, техническим условиям заказчика или собственным требованиям изготовителя. Технические условия изготовителя могут содержать текст, чертежи, компьютерные файлы и т.д.

5.1.6 Проектная экспертиза

Проектная документация должна быть проверена и подтверждена квалифицированным компетентным специалистом, не участвовавшим в разработке данного проекта.

5.1.7 Валидационное испытание

5.1.7.1 Вступление

В настоящем разделе определяются минимальные процедуры валидационных испытаний, используемые для проверки конструкций изделий в соответствии с таблицей 3. Изготовитель должен устанавливать дополнительные валидационные испытания, применимые и подтверждающие соответствие между конкретным валидационным испытанием и предполагаемыми условиями эксплуатации и/или сроком службы, а также проводимыми в соответствии с требованиями заказчика.

5.1.7.2 Общие положения

Прототип оборудования (или опытный образец) и принадлежностей, используемых для проверки конструкций с помощью процедур валидации, должен представлять собой серийные модели с точки зрения конструкции,

производственных размеров/допусков, предусмотренных технологий изготовления, отклонений и материалов. При внесении в конструкцию каких-либо изменений физических, функциональных и эксплуатационных характеристик или материалов, изготовитель должен документально описать влияние этих изменений на эксплуатационные свойства изделия. Конструкция, в которую вносятся существенные изменения, становится новой конструкцией, требующей повторных испытаний. Существенным изменением является изменение, влияющее на технические характеристики изделия в предполагаемых условиях эксплуатации. Существенным изменением будет любое изменение уже протестированной конфигурации или выбора материала, которое может повлиять на эксплуатационные свойства изделия или предполагаемое функционирование. Изменение должно быть документально оформлено, и изготовитель должен обосновать необходимость или отсутствие необходимости повторной проверки. Данное требование распространяется на изменения физических, функциональных и эксплуатационных характеристик или материала. При возможности обоснования применимости нового материала другими способами повторное испытание не требуется.

Примечание - При определении посадки как геометрического соотношения между деталями, включает критерии на допуск, используемые в процессе проектирования, детали и сопрягаемых деталей. При определении посадки как состояния, которое должно быть адаптировано или подогнано, включает критерии на допуск, используемые в процессе проектирования, уплотнения или его сопрягаемых деталей.

Уплотнительные механизмы для узлов с основными и дублирующими уплотнительными механизмами должны верифицироваться отдельно. Оборудование необходимо испытывать с минимальным количеством смазки, требуемым для сборки, за исключением случаев, когда смазку, возможно, добавлять во время эксплуатации оборудования или обеспечить его эксплуатацию в герметичной камере.

Фактические размеры оборудования, подвергаемого валидационному испытанию, должны соответствовать допустимому диапазону размеров,

указанных для обычного серийного оборудования. Наихудшие параметры для допусков на размеры определяются изготовителем, принимая во внимание такие условия, как функционирование уплотнительной и механической части оборудования.

5.1.7.3 Среда испытания

При испытании оборудования, работающего под давлением и регулирующего давление, при режимах удержания давления, в качестве рабочего тела должен использоваться газ. Для другого оборудования допустимо использовать гидростатические испытания.

Изготовители, по их усмотрению, могут заменять испытания с газом для некоторых или требуемых валидационных испытаний под давлением. Процедуры валидационных испытаний и приемочные критерии должны удовлетворять требованиям, установленным в 5.4.

5.1.7.4 Испытания с циклическим изменением давления

В таблице 3 представлено оборудование, которое должно подвергаться периодическим гидростатическим (или газовым, если применимо) испытаниям с циклическим изменением давления для моделирования циклического изменения давления при запуске и остановке, происходящего в течение длительного срока эксплуатации. Для этих гидростатических циклических испытаний оборудование должно попеременно нагружаться давлением до полного номинального рабочего давления и затем полностью разгружаться до окончания произведения заданного количества циклов изменения давления. Устанавливать период выдержки для каждого цикла давления не требуется. До и после гидростатического испытания с циклическим изменением давления должно проводиться стандартное гидростатическое (или газовое, если применимо) испытание (см. 5.4).

5.1.7.5 Испытание под нагрузкой

Номинальная несущая способность оборудования, указанная изготовителем, в соответствии с настоящей частью стандарта, должна быть подтверждена как валидационным испытанием, так и инженерным анализом. В процессе испытания, оборудование должно нагружаться до номинальной грузоподъемности с количеством циклов в соответствии с таблицей 3 без деформации, которая могла бы повлиять на какие-либо другие эксплуатационные требования (если не оговорено иначе). Инженерный анализ должен проводиться с использованием техники и программ, которые соответствуют документально оформленной отраслевой практике.

Для испытаний под нагрузкой компонентов, регулирующих давление, см. 5.1.3.3, а также 5.1.3.6 в случае испытания под нагрузкой основных конструктивных компонентов.

5.1.7.6 Испытания с циклическим изменением температуры

Валидационные испытания должны проводиться при приложении RWP или в нагруженном состоянии при температуре, которая соответствует или выходит за рамки диапазона номинальной рабочей температуры.

В таблице 3 представлено оборудование, которое должно подвергаться периодическим испытаниям с циклическим изменением температуры для моделирования циклического изменения температуры запуска и остановки, которое будет происходить в течение длительного срока эксплуатации. Для этих циклических температурных испытаний оборудование должно попеременно нагреваться и охлаждаться до верхних и нижних предельных температур его номинальной рабочей температуры, как определено в 5.1.2.2. В течение температурного цикла к оборудованию должно прикладываться номинальное рабочее давление при температурных максимумах, при этом не должно быть утечек сверх критериев допустимости, установленных в ИСО 10423. В качестве альтернативы испытаниям, изготовитель должен предусмотреть другие соответствующие отраслевой практике объективные

доказательства того, что оборудование будет соответствовать эксплуатационным требованиям при обоих крайних значениях температуры.

5.1.7.7 Ресурсное испытание

Ресурсные испытания, такие как испытание на свинчивание/развинчивание соединителей и эксплуатационные испытания клапанов, дросселей и приводов, предназначены для оценки характеристик долговременного износа испытываемого оборудования. Проведение подобных испытаний допустимо при температурах, указанных изготовителем и документально оформленных, как соответствующие для изделия и проверки. В таблице 3 представлено оборудование, которое должно подвергаться продолжительному ресурсному испытанию для моделирования длительного срока эксплуатации. При ресурсных испытаниях оборудование должно подвергаться *воздействию* эксплуатационных циклов в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя (например, свинчивание с полным крутящим моментом, развинчивание, открытие/закрытие при полном номинальном рабочем давлении). *Испытания* соединителей, включающих в себя стыковочные устройства, должны включать полное разъединение/подъем как часть цикла испытания. Дополнительные технические условия для ресурсного испытания компонентов, приведенных в таблице 3, содержатся в разделах, посвященных этим вопросам (в соответствии с разделами б – 11), относящихся к конкретному оборудованию. В испытание должны включаться дублирующие функции, такие как дублирующее разблокирование соединителя. В случае обоснования создания испытаниями под давлением и/или при температуре таких же нагрузок на компонент или узел, что и ресурсные испытания, общее количество приложенных циклов может суммарно соответствовать общему количеству циклов, указанному для ресурсного испытания.

Пример – 200/3 циклов давления/температуры, приложенных при испытании клапана, могут накопительно квалифицироваться как 203 цикла для 600 суммарных циклов, необходимых для ресурсного циклического испытания.

Таблица 3 – Минимальные требования к валидационным испытаниям

Компонент	Испытание при циклическом давлении/нагрузке	Испытание при циклической температуре ^{a)}	Ресурсное циклическое испытание (общее суммарное количество циклов)
Металлическое уплотнение, незащищенное в стволе скважины при эксплуатации	200	3	PMR ^{c)}
Металлическое уплотнение, защищенное в стволе скважины при эксплуатации	3	3	PMR ^{c)}
Неметаллическое уплотнение, незащищенное в стволе скважины при эксплуатации	200	3	PMR ^{c)}
Неметаллическое уплотнение, защищенное в стволе скважины при эксплуатации	3	3	PMR ^{c)}
ОЕС	200	–	PMR ^{c)}
Соединители устьевого оборудования / елки / трубной головки	3	–	PMR ^{c)}

Соединители оборудования для работы / ремонта в скважине	3	–	100
Трубные головки	3	–	–
Клапаны ^{b)}	200	3	600
Приводы клапанов	200	3	600
Соединители колпака устьевого оборудования	3	–	PMR ^{c)}
Соединители выкидных трубопроводов	200	–	PMR ^{c)}
Подводные дроссели	200	3	500
Приводы подводные дроссели	200	3	1 000 ^{e)}
Трубодержатели обсадных колонн подводного устьевого оборудования	3	–	–
Кольцевые уплотнительные узлы подводного устьевого оборудования (включая аварийные уплотнительные узлы)	3	3	–
Подводные трубодержатели НКТ, внутренние колпаки елки НХТ и коронные пробки	3	–	–
Тарельчатые клапаны, скользящие втулки и обратные клапаны	200	3	PMR ^{c)}
Донные трубодержатели НКТ	3	–	–
Донное устьево оборудование,	3	–	–

трубодержатели обсадных труб, трубодержатели НКТ			
Спуско-подъемные инструменты ^{d)}	3	–	PMR ^{c)}
Примечание – Циклы давления, температурные циклы и ресурсные циклы осуществляются, как показано выше, при накопительном испытании с одним изделием без замены уплотнений и компонентов. Гипербарические испытания возможно проводить на отдельном изделии.			
<p>^{a)} Температурные циклы должны соответствовать ИСО 10423.</p> <p>^{b)} До и после испытания при циклическом давлении должно проводиться испытание на герметичность при низком давлении, 2 МПа (300 фунт/дюйм²) ± 10 %.</p> <p>^{c)} PMR означает «при номинальной величине изготовителя».</p> <p>^{d)} Спуско-подъемные инструменты подводного устьевого оборудования не включены.</p> <p>^{e)} Цикл привода дросселя определяется как общий ход дросселя от полного открытия до полного закрытия или от полного закрытия до полного открытия.</p>			

5.1.7.8 Валидация семейства продукции

Допустимо использование изделия одного размера для верификации других размеров в семействе продукции, обеспечивая удовлетворение следующих требований:

а) семейством продукции является группа продукции, для которой одинаковыми являются принципы проектирования, внешний вид и выполняемые функции, но различные по размеру;

б) геометрические параметры изделия должны моделироваться таким образом, что уровни проектных напряжений и отклонения относительно механических свойств материала должны базироваться на одних и тех же

критериях для элементов семейства продукции для того, чтобы верифицировать конструкции с помощью этого метода;

с) для верификации элементов семейства продукции допустимо использование масштабирования в соответствии с ИСО 10423, приложением F.

5.1.7.9 Документация

Изготовитель должен документально описывать используемые процедуры и результаты валидационных испытаний, используемых для проверки оборудования в соответствии с настоящей частью стандарта. Требования к документации для валидационных испытаний такие же, как и требования к проектной документации в 5.1.5, но дополнительно устанавливается личность персонала, проводящего и засвидетельствовавшего испытания, а также время и место испытания.

5.2 Материалы

5.2.1 Общие положения

Требования к характеристикам материала, технологические и композиционные требования для деталей, работающих под давлением и регулирующих давление, и указанных в настоящем стандарте, должны соответствовать ИСО 10423. В рамках этой ссылки, подводное устьевое оборудование и трубные головки должны рассматриваться как корпуса.

5.2.2 Свойства материала

Дополнительно к материалам, указанным в ИСО 10423, допустимо использование других высокопрочных материалов, обеспечивающих соответствие проектным требованиям, указанным в 5.1, и документально оформленным техническим условиям изготовителя. Значение ударной вязкости по Шарпи, применяемое в ИСО 10423, является минимальным требованием, и для удовлетворения регламентирующих требований

законодательных органов или требований заказчика допустимо использование более высоких требований.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего высокие нагрузки, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Пробный образец, также, должен сопровождать материал, который он характеризует, в течение выполнения термообработок за исключением снятия напряжений.

«Нагружение высокими нагрузками» является процедурой нагружения, при которой в детали возникают эквивалентные напряжения, превышающие 50 % минимального предела текучести базового материала.

5.2.3 Уровень технических требований

Материалы, работающие под давлением и регулирующие давление, используемые в оборудовании, входящем в область применения настоящей части стандарта, должны соответствовать требованиям для УТТ 2 или УТТ 3/3G в соответствии с ИСО 10423. Другие элементы необходимо изготавливать в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

5.2.4 Анализ коррозии

5.2.4.1 Коррозия от удерживаемых флюидов

Выбор материалов, основанный на результатах анализа скважинных флюидов, должен выполняться в соответствии с требованиями, как указано в 5.1.2.3.

5.2.4.2 Коррозия в морской среде

Коррозионная защита путем выбора материалов, основанного на результатах анализа морской среды, должна учитывать, как минимум, следующие факторы:

- внешние флюиды;

- внутренние флюиды;
- свариваемость;
- щелевая коррозия;
- влияние разнородных материалов;
- влияние катодной защиты;
- покрытия.

5.2.5 Конструкционные материалы

Несущие элементы конструкции, как правило, являются сварными конструкциями из обычных металлоконструкций. Допустимо использование любого класса прочности соответствующего требованиям проекта.

5.3 Сварка

5.3.1 Компоненты, работающие под давлением/регулирующие давление

Сварные процедуры на деталях, работающих под давлением/регулирующих давление, должны соответствовать требованиям ИСО 10423 для УТТ 2 или УТТ 3/3G.

5.3.2 Несущие элементы конструкции

Несущие рабочую нагрузку сварные швы должны обрабатываться как сварные швы, не работающие под давлением, и соответствовать ИСО 10423 или документально оформленным нормам по сварке конструкций, таким как AWS D1.1. Расположения сварных швов, в местах превышения напряжения от нагружения 50 % предела текучести основного материала или сварного шва, а также приварные подъемные проушины, должны обозначаться как «критические сварные швы» и должны рассматриваться в соответствии с 5.3.1, УТТ 3/3G.

5.3.3 Коррозионно-стойкие наплавки

5.3.3.1 Общие положения

Коррозионно-стойкие наплавки должны выполняться в соответствии с требованиями ИСО 10423 с учетом следующего:

а) соответствие требованиям к сварке для наплавки для обеспечения коррозионной стойкости и/или упрочнения поверхности и других поверхностных свойств материала;

б) соответствие требованиям к качеству, как указано в 5.3.3.2 - 5.3.3.5.

5.3.3.2 Кольцевые канавки

Наплавка кольцевых канавок должна удовлетворять соответствующим требованиям ИСО 10423 с учетом следующего:

а) соответствие требованиям ИСО 10423 к наплавляемым сварным швам для коррозионно-стойких кольцевых канавок;

б) соответствие требованиям ИСО 10423 к качеству для металлических наплавов (кольцевые канавки, штоки, уплотнительные механизмы проходных каналов клапанов и дроссельные насадки).

Примечание - Наплавка кольцевых канавок обычно предназначена только для обеспечения коррозионной защиты.

5.3.3.3 Шпиндели, уплотнительные механизмы проходных каналов клапанов и дроссельные насадки

Наплавка шпинделей, уплотнительных механизмов проходных каналов клапанов (VBSM) и дроссельных насадок должна удовлетворять соответствующим требованиям ИСО 10423 с учетом следующего:

а) соответствие требованиям ИСО 10423 к наплавляемым сварным швам для других коррозионно-стойких наплавов;

б) соответствие требованиям ИСО 10423 к качеству для металлических наплавов (кольцевые канавки, шпиндели, уплотнительные механизмы проходных каналов клапанов и дроссельные насадки).

Примечание – Наплавка штоков, уплотнительных механизмов проходных каналов клапанов и дроссельных насадок, как правило, предназначена только для обеспечения коррозионной защиты и износостойкости.

5.3.3.4 Наплавка CRM смачиваемых поверхностей деталей, работающих под давлением

Наплавка смачиваемых поверхностей деталей, работающих под давлением, должна удовлетворять соответствующим требованиям ИСО 10423 с учетом следующего:

а) соответствие требованиям ИСО 10423 к наплавляемым сварным швам для других коррозионно-стойких наплавов;

б) соответствие требованиям ИСО 10423 к качеству для металлических наплавов коррозионно-стойким сплавом (корпуса, крышки, концевые и выходные соединения).

Примечание – Наплавка CRM смачиваемых поверхностей деталей, работающих под давлением, как правило, предназначена для удовлетворения требований ИСО 10423 класса материалов НН и/или высокой стойкости к морской воде и удерживаемым флюидам. Эта категория включает не только локальные наплавки CRM уплотнительных поверхностей.

5.3.3.5 Другие коррозионно-стойкие наплавки уплотнительных поверхностей

Наплавка уплотнительных поверхностей деталей, работающих под давлением и регулирующих давление, должна удовлетворять соответствующим требованиям ИСО 10423 с учетом следующего:

а) соответствие требованиям ИСО 10423 к наплавляемым сварным швам для других коррозионно-стойких наплавов;

б) соответствие требованиям к качеству, которые должны указываться изготовителем и должны удовлетворять, как минимум, требования ИСО 10423 для металлических наплавов (кольцевые канавки, штоки, уплотнительные механизмы проходных каналов клапанов и дроссельные насадки).

Примечание – Локальная наплавка CRM уплотнительных поверхностей деталей, работающих под давлением или регулирующих давление, как правило, предназначена для повышения коррозионной стойкости критических уплотнительных сопряжений. Это отличается от полной наплавки CRM смачиваемых поверхностей для удовлетворения требованиям класса материалов.

Требования, устанавливаемые изготовителем, должны учитывать проектные требования для наплавки.

5.4 Контроль качества

5.4.1 Общие положения

Требования к контролю качества для оборудования, указанного в настоящей части стандарта, должны соответствовать ИСО 10423.

Для компонентов, не входящих в область применения ИСО 10423, специальные требования к контролю качества оборудования должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя. Заказчику и изготовителю необходимо согласовывать любые дополнительные требования.

5.4.2 Уровень технических требований

Контроль качества и испытание деталей, работающих под давлением и регулирующих давление, входящих в область применения настоящей части стандарта, должны соответствовать требованиям для УТТ 2 или УТТ 3, как указано в ИСО 10423. Контроль качества для УТТ 3G должен соответствовать требованиям для УТТ 3, за исключением испытания под давлением, которое должно соответствовать требованиям, как указано в 5.4.6. Требования для других деталей должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

5.4.3 Несущие элементы конструкции

Контроль качества и испытание сварных швов несущих элементов конструкции должны быть назначены как для сварных швов, не работающих под давлением, и соответствовать ИСО 10423 или документально оформленным нормам по сварке конструкций, таким как AWS D1.1.

«Критические сварные швы» должны обрабатываться как сварные швы, работающие под давлением, и соответствовать ИСО 10423, УТТ 3, за исключением объемного контроля NDE.

5.4.4 Подъемные устройства

Руководства для подъемных проушин определены в приложении К.

Сварные швы проушин и других подъемных устройств, присоединяемых сваркой, должны удовлетворять требованиям к сварным швам, как указано в 5.3.2 и 5.4.3. Сварные швы проушин и подъемных устройств должны быть обозначены как «критические сварные швы». Подъемные проушины должны отдельно испытываться пробной нагрузкой, как минимум, в два с половиной (2,5) раза больше документально оформленной допустимой рабочей нагрузки для отдельной проушины (SWL/количество проушин). После испытания пробной нагрузкой проушины должны проверяться магнитопорошковым методом и/или методом проникающей жидкости с красителем. Испытание пробной нагрузкой должно повторяться после существенных ремонтов или модификаций до ввода в эксплуатацию. Основной металл и сварные швы проушин и других подъемных устройств должны удовлетворять требованиям УТТ 3.

5.4.5 Испытания для оборудования УТТ 2 и УТТ 3

5.4.5.1 Гидростатические испытания

Процедуры для гидростатического испытания оборудования, указанного в разделах 6 – 11, должны удовлетворять требованиям для УТТ 2 или УТТ 3, в соответствии с ИСО 10423, за исключением деталей, окрашиваемых до испытания.

Для всех диапазонов давлений давление гидростатического испытания корпуса должно быть минимум в 1,5 раза выше номинального рабочего давления. Приемочным критерием гидростатических испытаний является отсутствие видимых утечек в течение периода выдержки. При использовании для документирования манометра, контролирующего давление

и/или регистрирующего устройства, необходимо применять регистрирующее устройство со скоростью установления давления, не превышающей 3 % давления испытания в час. Окончательное установленное давление не должно падать ниже испытательного давления до окончания периода выдержки давления. Начальное давление испытания не должно превышать указанное давление испытания более чем на 5 %.

5.4.5.2 Проверка постоянства внутреннего диаметра

Испытание постоянства внутреннего диаметра необходимо проводить в соответствии с ИСО 10423 после завершения испытания давлением. Вертикальные проходы, требуемые для прохождения скважинных инструментов, должны физически проверяться на постоянство внутреннего диаметра, как указано в ИСО 10423. Проходы, необходимые для прохождения инструментов системы TFL, должны физически проверяться на постоянство внутреннего диаметра, как указано в ИСО 13628-3. Другие устройства, которые не позволяют использование физического контроля постоянства внутреннего диаметра из-за допуска или длины прохода, могут быть подтверждены, как соответствующие данному требованию, с помощью других методов, таких как использование бароскопа и визуального контроля.

5.4.6 Испытание для оборудования УТТ 3G

5.4.6.1 Испытание оправкой

См. 5.4.5.2.

5.4.6.2 Испытание давлением

5.4.6.2.1 Гидростатические испытания корпуса и седел клапанов и дросселей

Гидростатическое испытание корпуса и гидростатические испытания седел клапанов должны проводиться до испытания газом.

Приемочным критерием для гидростатических испытаний под давлением является отсутствие видимых утечек в течение периода выдержки. При использовании для документирования манометра,

контролирующего давление и/или регистрирующего устройства, необходимо использовать регистрирующее устройство со скоростью установления давления, не превышающей 3 % давления испытания в час. Окончательное установленное давление не должно падать ниже испытательного давления до окончания периода выдержки давления. Начальное давление испытания не должно превышать указанное давление испытания более чем на 5 %.

5.4.6.2.2 Испытание газом корпуса для собранных клапанов и дросселей

Испытание должно проводиться при следующих условиях:

- a) испытание должно проводиться при температуре окружающей среды;
- b) испытательной средой должен быть азот;
- c) испытание должно проводиться с оборудованием, полностью погруженным в водяную ванну;
- d) в процессе испытания клапаны и дроссели должны быть в частично открытом положении;
- e) испытание корпуса газом для собранного оборудования должно состоять из одного периода выдержки не меньше 15 мин, время которого не должно отсчитываться до тех пор, пока не будет достигнуто давление испытания, а также оборудование и манометр, контролирующий давление, не будут изолированы от источника давления;
- f) давление испытания должно быть равно номинальному рабочему давлению оборудования.

Приемочным критерием для испытаний газом является отсутствие видимых пузырьков в течение периода выдержки. При использовании для документирования манометра, контролирующего давление и/или регистрирующего устройства, необходимо использовать регистрирующее

устройство со скоростью установления давления, не превышающей 3 % давления испытания за 15 мин или 2 МПа (300 фунт/дюйм²), используя меньшее из них. Окончательное установленное давление не должно падать ниже давления испытания до окончания периода выдержки давления. Начальное давление испытания не должно превышать более чем на 5 % указанное давление испытания.

5.4.6.2.3 Испытание седла газом - Клапаны

Допустимо проведения испытания седла газом в дополнение к гидростатическому испытанию седла или вместо него.

Испытание должно проводиться при следующих условиях:

а) давление газа должно прикладываться на каждую сторону задвижки или пробки двунаправленных клапанов с одной стороной открытой в атмосферу. Однонаправленные клапаны должны испытываться в направлении, указанном на корпусе, за исключением обратных клапанов, которые будут испытываться в обратную сторону;

б) испытание должно проводиться при температуре окружающей среды;

с) испытательной средой должен быть азот;

д) испытание должно проводиться с оборудованием, полностью погруженным в водяную ванну;

е) испытание должно состоять из двух контролируемых периодов выдержки;

ф) первоначальное давление испытания должно быть равно номинальному рабочему давлению;

г) первоначальный контролируемый период выдержки должен составлять 15 мин;

h) между первоначальным и вторичным периодами выдержки давление должно быть снижено до нуля, но не за счет открытия клапана;

i) вторичное давление испытания должно составлять $(2 \pm 0,2)$ МПа [300 ± 30 (фунт/дюйм²)];

j) вторичный контролируемый период выдержки должен составлять 15 мин; затем давление со стороны скважины сбрасывается до нуля, но не за счет открытия клапана;

k) клапаны должны быть полностью открытыми и полностью закрытыми между испытаниями;

l) двунаправленные клапаны должны испытываться на другой стороне задвижки или пробки с использованием аналогичной процедуры.

Приемочным критерием для испытаний газом должно быть отсутствие видимых пузырьков в течение периода выдержки.

Для первоначального испытания седла высоким давлением, если для документирования используется контролирующий давление манометр и/или регистрирующее устройство, необходимо использовать регистрирующее устройство со скоростью установления давления, не превышающей 3 % давления испытания за 15 мин или 2 МПа (300 фунт/дюйм²), которое из них меньше. Окончательное установленное давление не должно падать ниже испытательного давления до окончания периода выдержки давления. Начальное давление испытания не должно превышать указанное давление испытания более чем на 5 %.

Для повторного испытания седла низким давлением давление испытания должно составлять $(2 \pm 0,2)$ МПа [(300 ± 30) (фунт/дюйм²)] в течение периода поддержания давления.

5.4.7 Испытание гидравлических систем под давлением

Компоненты, содержащие гидравлические жидкости, должны подвергаться гидростатическому испытанию корпуса/кожуха при давлении в 1,5 раза выше гидравлического RWP соответствующих гидравлических систем с первым и вторым периодами выдержки давления в соответствии с 5.4, УТТ 3. Рабочие подсистемы (приводы, соединители, т.д.), работающие под управлением гидравлической системы, должны функционировать при давлении, составляющем 0,9 от гидравлического RWP или менее давления соответствующих систем.

Поскольку гидравлическая система не соединена со скважиной, ее RWP должно быть ограничено наиболее слабым элементом, работающим под давлением, или меньшим, как указано изготовителем. Давление гидростатического испытания должно быть в 1,5 раза выше гидравлического RWP с первым и вторым периодами выдержки в соответствии с требованиями указанными в 5.4, УТТ 3. Испытываемой средой является гидравлическая жидкость. Приемочным критерием является отсутствие видимой утечки. Регистрация на самописец не требуется.

5.4.8 Катодная защита

Для подтверждения эффективности системы катодной защиты должны проводиться испытания электрической непрерывности. При сопротивлении более 0,10 Ω , а также отсутствии электрической непрерывности необходима установка заземляющего провода на неудовлетворительных участках.

5.5 Маркировка оборудования

5.5.1 Общие положения

Оборудование, удовлетворяющее требованиям настоящего стандарта, должно маркироваться «ИСО 13628-4» в соответствии с ИСО 10423, клеймо «ИСО 13628-4» вместо «ИСО 10423».

Оборудование с маркировкой «ИСО 13628-4» должно также маркироваться следующей минимальной информацией: номер детали, имя

изготовителя или торговая марка. Расположение маркировок на металлических изделиях см. в ИСО 10423.

Оборудование должно маркироваться с использованием метрической или британской системы единиц измерения там, где информация о размерах применима и полезна. Единицы измерения должны быть указаны вместе со значениями.

5.5.2 Проушины и точки подъема

Проушины, предназначенные для подъема компоновки, необходимо окрашивать в красный цвет и маркировать надлежащим образом для уведомления персонала о возможности осуществления безопасного подъема в данной точке.

Подъемные проушины или точки подъема на каждой соответствующей компоновке должны маркироваться документально оформленной общей допускаемой рабочей нагрузкой (SWL) следующим образом.

Пример 1 – Использование устройства подъема с четырьмя проушинами, каждая из которых со статической допустимой рабочей нагрузкой 25 тонн, дает общую допускаемую рабочую нагрузку (SWL) 100 тонн, а предельный угол наклона подъемных канатов (90° - α) составляет 60° от горизонтали. Статическая маркировка в непосредственной близости к точке подъема следующая:

«100 тонн общая SWL статическая, 4 точки подъема, 60-90»

Пример 2 – Для морских или погруженных (подводных) условий подъема в дополнение к маркировке статической нагрузки необходимо указывать общую динамическую допускаемую рабочую нагрузку. Уменьшенная SWL грузоподъемность отражает коэффициенты динамической нагрузки (LAF), которые приведены в приложении К.

«50 тонн общая SWL динамическая, 4 точки подъема, 60-90»

МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ – Неокрашенные и/или соответствующим образом немаркированные проушины на рамах рассматривать только как вспомогательные средства для работы с канатами (оттяжками) или швартовыми канатами (транспортировка,

морское крепление, т.д.). Любую проушину или точку подъема, неокрашенную и/или надлежащим образом немаркированную соответствующими подъемными маркерами, недопустимо использовать для подъема. Подъем за немаркированные проушины может привести к серьезным повреждениям или травмам.

Персоналу необходимо обращать особое внимание на вес полезного груза и его маркировку и, в частности, на значение написанного для уверенности соответствия общих допустимых рабочих нагрузок требованиям такелажной оснастки: «tons» относится к стандартной тонне британской системы единиц (2 240 фунтов), «s ton» относится к «короткой тонне» (2 000 фунтов), «tonne» относится к метрической тонне (1 000 кг или 2 200 фунтов).

Компоновки и оборудование, подлежащие перемещению между грузовым морским судном и установкой, могут иметь специальное подъемное оборудование (комплекты строп, т.д.), соответствующее местному законодательству и нормам. Блоки, более 100 кН (22 500 фунтов) должны иметь проушины для погрузочно-разгрузочных работ и морского крепления. Данные проушины не должны окрашиваться в красный цвет, и их необходимо рассматривать только как вспомогательные средства для работы с канатами (оттяжками) или швартовыми канатами (транспортировка, морское крепление, т.д.). Любую проушину без штампованной или трафаретной маркировки соответствующим подъемным маркером недопустимо использовать для подъема. Подъем за немаркированные проушины может привести к серьезным повреждениям или травмам. Оборудование, не пригодное для транспортировки в сетках или контейнерах, должно быть оборудовано устройствами для морского крепления в установленном порядке.

5.5.3 Другие подъемные устройства

Номинальная грузоподъемность других подъемных устройств, таких как инструменты, указанные в 5.1.3.8, должна четко маркироваться согласно 5.5.2

в местах, которые видны, когда подъемное устройство находится в рабочем положении.

5.5.4 Температурная классификация

Подводное оборудование, изготавливаемое согласно 5.1.2.2, должно маркироваться надлежащей температурной классификацией в соответствии с ИСО 10423.

5.6 Хранение и транспортировка

5.6.1 Опорожнение после испытания

После испытания перед хранением или отгрузкой оборудование должно быть опорожнено и смазано в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

5.6.2 Предупреждение поражения ржавчиной

Перед отгрузкой детали и оборудование, имеющие открытые металлические поверхности (за исключением тех, которые имеют специальное предназначение, такое как аноды или паспортные таблички), должны быть защищены путем покрытия, предупреждающего поражение ржавчиной, которое не разжижается при температуре ниже 50 °C (125 °F), или путем заполнения совместимым флюидом, содержащим соответствующие ингибиторы коррозии, в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Для оборудования с нанесенным покрытием, имеющим повреждения после испытаний, перед размещением на хранение или отгрузкой необходимо выполнить ремонт покрытия, согласно 5.1.4.8.

5.6.3 Защита уплотнительных поверхностей

Открытые уплотнения и уплотнительные поверхности, резьбы и рабочие детали должны быть защищены от механического повреждения в процессе транспортировки. Оборудование или контейнеры должны проектироваться

таким образом, чтобы оборудование не опиралось на какие-либо уплотнения или уплотнительные поверхности в процессе транспортировки или хранения.

5.6.4 Съемные уплотнения и кольцевые прокладки

Съемные уплотнения, стыковочные переводники и кольцевые прокладки для транспортировки и хранения должны отдельно упаковываться в коробки или обертываться.

5.6.5 Контроль старения эластомеров

Изготовитель должен иметь документально оформленные инструкции относительно условий хранения, процедур контроля старения и защиты эластомерных материалов.

5.6.6 Гидравлические системы

Перед транспортировкой отгружаемое оборудование, включая гидравлические линии, должно быть промыто и заполнено в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Открытые гидравлические концевые фитинги должны быть закрыты пробками или покрыты. Давление должно быть сброшено из оборудования, кроме случаев, согласованных между изготовителем и покупателем.

5.6.7 Электрические/электронные системы

Изготовитель должен иметь документально оформленные инструкции, касающиеся правил хранения и транспортировки электрических кабелей, соединителей и электронных блоков (комплектов оборудования).

5.6.8 Транспортировка

Перед транспортировкой блоки и компоновки необходимо надежно упаковать в ящики или установить на грузовые платформы, не допуская их повреждения и упрощая погрузо-разгрузочные работы с помощью стропов. Металлические поверхности необходимо защитить окраской или составом для предупреждения поражения ржавчиной. Опорные поверхности фланцев, хомутовых бугелей и резьб необходимо защитить соответствующими покрытиями.

Необходимо учитывать как наземные, так и морские условия транспортировки и погрузочно-разгрузочных работ. В случае необходимости, оборудование необходимо поставлять со съемными отбойными брусками или транспортными ящиками/рамами.

5.6.9 Инструкции по сборке, установке и техническому обслуживанию

Изготовитель должен документально оформить инструкции по сборке на месте, установке и техническому обслуживанию оборудования. Они должны предусматривать безопасные рабочие процедуры и технологии.

5.6.10 Длительное хранение

Требования по хранению и консервации оборудования после поставки заказчику не входят в область применения настоящего стандарта. Изготовитель должен предоставить заказчику по его запросу рекомендации по хранению.

6 Общие проектные требования для подводных устьевых елок и трубодержателей скважинных трубопроводов

6.1 Общие положения

6.1.1 Вступление (не звучит!!!)

В настоящем разделе приводятся особые требования для оборудования, рассматриваемого в разделах 7 и 9. Конфигурации подводных устьевых елок различаются по типу устьевого оборудования, виду работ, статическому давлению в закрытой скважине, глубине воды, параметрам продуктивного пласта, факторам окружающей среды и эксплуатационным требованиям. В разделе 6 не приводятся требования к конфигурациям подводных устьевых елок, включая расположение и количество USV. Как минимум, должны удовлетворяться основополагающие барьерные принципы,

описанные в ИСО 13628-1. При проектировании системы необходимо минимизировать количество потенциальных каналов утечек.

Оборудование, используемое в компоновке подводной елки и не рассматриваемое в разделах 6, 7 и 9, должно соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя. Дополнительные требования необходимо согласовывать между заказчиком и изготовителем.

6.1.2 Погрузочно-разгрузочные работы и установка

Заказчику необходимо провести анализ конструкции, чтобы подтвердить, что разрушение конструкции не произойдет ниже катушки повторного ввода, сохраняя устьевую елку в безопасном состоянии в случае натяжения при необходимости отсоединения от елки спуско-подъемного инструмента/EDP.

В конструкции компоновки подводной елки необходимо предусмотреть возможность упрощения погрузочно-разгрузочных работ и установки. Оборудование компоновки необходимо сбалансировать в пределах 1°. Необходимо учитывать условия погружения данного оборудования, включая плавучесть или удаление утяжеляющих модулей после установки. Необходимо минимизировать использование балансировочных грузов для минимизации транспортировочного веса, при этом нужно тщательно выбирать места размещения балансировочных грузов, чтобы не затруднять осмотр/доступ водолазу/ROV.

6.1.3 Ориентация и центрирование

В конструкции необходимо уделять особое внимание ориентации и центрированию оборудования компоновок. Изготовитель должен провести анализ допусков и расположения для обеспечения соединения устьевых елок с трубодержателями НКТ, устьевым оборудованием, направляющими платформами; соединения спуско-подъемных инструментов елки с катушками повторного ввода; соединения колпаков с катушками повторного ввода и т.д. Данные исследования должны учитывать внешние воздействия, такие как

нагрузки от выкидных трубопроводов, температуру, течения, смещение райзера и т.д. Оборудование должно быть надлежащим образом отцентрировано и ориентировано до входа стыковочных переводников в свои уплотнительные карманы. Там, где возможно, в процессе приемочных заводских испытаний необходимо подтвердить расчеты проведением испытания сопряжений, которые будут соединяться дистанционно, в условиях, приближенных к реальным условиям эксплуатации.

6.1.4 Номинальные значения

Обозначение УТГ, номинальное давление, номинальная температура и класс материалов, заданный для компоновки устьевого елки, должны определяться минимальным номинальным значением отдельного компонента, используемого в компоновке устьевого елки, как правило, подверженного воздействию скважинного флюида.

6.1.5 Взаимозаменяемость

Компоненты и подузлы для различных конфигураций подводных устьевых елок по возможности должны быть взаимозаменяемыми, если функциональные требования позволяют это.

Пример – Смена соединителя елки для соответствия различным конфигурациям устьевого оборудования, смена расположения боковых клапанов для различных работ, таких как добыча, нагнетание, т.д. и взаимозаменяемость запасных частей.

Взаимозаменяемость между сопрягаемыми елками, трубодержателями, колпаками, инструментальными сопряжениями, т.д. должна обеспечиваться контролем конструкции и размеров. Рекомендуется согласованность соединяемых под водой элементов с сопрягаемым элементом или устройством. Проверка взаимодействия выходит за область применения настоящей части стандарта.

6.1.6 Безопасность

Испытание является одной из самых опасных операций, осуществляемых на нефтепромысловом оборудовании. Испытание под давлением преднамеренно подвергает оборудование более высокому состоянию аккумуляции энергии, чем это обычно происходит в полевой практике, для подтверждения работоспособности конструкции, отсутствия значительных поверхностных дефектов материалов, а также сборке оборудования надлежащим образом. Обычные средства индивидуальной защиты не обеспечивают безопасность в случае интенсивного сброса давления. Ниже приводятся некоторые минимальные практические рекомендации, которые должны рассматриваться для повышения безопасности персонала:

- перед выполнением какого-либо испытания под давлением и нагрузкой необходимо проводить анализ безопасности работы;
- при испытании компонента или сборки под давлением необходимо использовать защитные барьеры, располагать персонал в стороне от опасных зон и устанавливать надлежащее расстояние. Это особенно важно при первом испытании нового оборудования;
- сброс захваченного воздуха перед проведением гидростатического испытания является определяющим для минимизации потенциального аккумуляции энергии. Проектировщику необходимо учитывать это при расположении испытательных/вентиляционных портов и при определении ориентации оборудования в процессе испытания;
- там, где это практически возможно, необходимо минимизировать объем аккумуляции энергии давления путем испытаний под более высоким давлением отдельных меньших узлов сборки, чем испытание всех сборок за один раз;

– необходимо указывать методы контроля для проверки и подтверждения того, что давление испытания было полностью сброшено/дренировано;

Пример – Указание нескольких точек сброса, требование, чтобы клапаны были открыты ит.д.

– испытания газом необходимо всегда проводить только после гидростатического испытания и никогда давление испытания газом не должно превышать номинальное рабочее давление оборудования;

– испытания газом допустимо проводить только при погружении оборудования на максимальную глубину воды, которая возможна в испытательной ванне/камере;

– для персонала, участвующего в испытании, необходимо предусмотреть безопасные способы контроля утечки, такие как дистанционные регистраторы давления, видеоаппаратура, зеркала/перископы, брызгозащитная ткань/бумага, и т.п. для обнаружения брызг/пузырей;

– было подтверждено полезным использование баллистических расчетов для установки требований и типов экранирующих устройств и безопасных рабочих зон для персонала, участвующего в испытании;

– инструменты, используемые при испытании под давлением, в состоянии разрушаться, аналогично разрушению испытываемого оборудования. Испытательное оборудование необходимо подвергать периодическому профилактическому обслуживанию, так как испытательные фланцы, хомуты, шланги, т.д. подвергаются более экстремальным нагрузкам от давления, чем любое другое оборудование;

– поскольку линии испытательных шлангов под давлением всегда пересекают барьеры безопасности, их необходимо закрепить/отгородить механическим ограничителем для предупреждения биения в случае

разрушения шланга или концевого фитинга. Предусмотреть заглубление линий под давлением для предотвращения их повреждения от автопогрузчиков и т.д. на участках с интенсивным транспортным движением.

Обеспечение безопасного доступа персонала к блоку оборудования в процессе испытания, контроля, технического обслуживания, подготовки для установки или других работ необходимо рассматривать, как часть проектирования. Там где необходимо, следует предусмотреть устройства доступа. В устройства доступа необходимо включать предупреждающие надписи, указывающие на необходимость использования устройств, предотвращающих падение, при работах персонала на верхней части блока оборудования. В случае расположения сборок друг над другом необходимо устанавливать устройства доступа для облегчения безопасного перехода с одной сборки на другую.

6.2 Трубопроводная арматура устьевого елки

6.2.1 Коренные клапаны, устьевого елка вертикального типа

Любой клапан на вертикальном проходном стволе устьевого елки между устьевым оборудованием и выходными боковыми отводами елки должен определяться как коренной клапан. Вертикальная подводная устьевого елка должна иметь один или несколько коренных клапанов в вертикальном эксплуатационном (нагнетательном) канале и вертикальных кольцевых пространствах (если применимо). Как минимум один клапан в каждом вертикальном канале должен быть приводным клапаном, закрывающимся при отказе системы управления.

6.2.2 Коренные клапаны, устьевого елка горизонтального типа

Клапан, установленный на горизонтально расположенной елке между корпусом елки и трубодержателем и эксплуатационным (нагнетательным) каналом флюида (стволом), должен определяться как эксплуатационный коренной клапан. Клапан, установленный на проходном стволе в кольцевом пространстве ниже трубодержателя, должен определяться как кольцевой

коренной клапан. Подводная устьевая елка горизонтального типа должна иметь один или несколько коренных клапанов на каждом из вышеперечисленных каналов. Как минимум один клапан на каждом из вышеперечисленных каналов должен быть приводным клапаном, закрывающимся при отказе системы управления.

6.2.3 Боковые клапаны, устьевая елка вертикального типа

Боковым клапаном является клапан в компоновке подводной устьевой елки контролирующей эксплуатационные (нагнетательные) или кольцевые потоки и не находится на вертикальном стволе устьевой елки. Боковой отвод для добычи (нагнетания) должен иметь как минимум один боковой клапан. При отсутствии дублирующего кольцевого коренного клапана, кольцевой проходной канал подводной елки должен иметь, как минимум, один боковой клапан (в зависимости от конфигурации устьевой елки) в соответствии с эксплуатационными/технологическими требованиями и/или требованиями к работам в скважине.

6.2.4 Боковые клапаны, горизонтальная устьевая елка

Горизонтальная подводная устьевая елка должна иметь боковой клапан после (до - нагнетание) коренного клапана как в эксплуатационном (нагнетательном) канале, так и в кольцевом канале в соответствии с эксплуатационными/технологическими требованиями и/или требованиями к работам в скважине.

6.2.5 Проходные запорные элементы, вертикальная и горизонтальная устьевая елка

Канал, проходящий через компоновку подводной устьевой елки, который может использоваться для ремонтных операций в скважине, должен быть оборудован как минимум двумя проходными запорными элементами. Проходной запорный элемент является устройством, обеспечивающим вертикальный доступ в устьевую елку, но не открытым в процессе эксплуатации скважины. Проходными запорными элементами могут быть

колпаки, стыковочные устройства, трубные пробки или клапаны. Удаление или открытие проходного запорного элемента не должно приводить к какому-либо ограничению диаметра эксплуатационного канала елки или трубодержателя.

Допустимо применение как ручных, так и приводных проходных клапанов. Приводные клапаны должны управляться только от системы ремонта скважины.

Клапаны доступа в кольцевое пространство и/или ремонтные клапаны рассматриваются как формы проходных запорных элементов.

6.2.6 Перепускные клапаны

Перепускной клапан является факультативным клапаном, который в открытом положении обеспечивает связь между кольцевыми и эксплуатационными каналами елки, которые, как правило, изолированы.

6.2.7 Запорные элементы на давление компоновки устьевой елки

Настоящая часть стандарта относится только к требованиям для запорных элементов на давление, включенных в компоновку подводной устьевой елки. Другие отраслевые общепризнанные запорные элементы на давление, содержащиеся в общей системе, такие как скважинные SCSVV или клапаны выкидных трубопроводов, не входят в область применения настоящей части стандарта. Многочисленные требования к запорным элементам на давление подводной компоновки устьевой елки не предполагают отмены необходимости использования других системных запорных элементов на давление.

6.2.8 Эксплуатационные (нагнетательные) и кольцевые проходные каналы

Минимальным требованием к расположению клапанов в эксплуатационных (нагнетательных) и кольцевых проходных каналах для поддержания подводной елки в качестве барьерного элемента является наличие одноприводного коренного клапана, закрывающегося при отказе

системы управления, в эксплуатационном (нагнетательном) канале и одного приводного коренного клапана, закрывающегося при отказе системы управления, в кольцевом канале. Допустимо добавление других клапанов описанных в 6.2, если это требуется законодательством или проектными требованиями в соответствии с эксплуатационными/технологическими требованиями и/или требованиями к работам в скважине.

Кольцевые проходные каналы должны проектироваться для обеспечения возможности управления давлением в обсадной колонне, в эксплуатационном кольцевом пространстве и возможности циркуляции в процессе ремонтных работ в скважине, и в случаях контроля скважины с учетом необходимости уменьшения риска закупоривания.

Принципиальная схема для типовой вертикальной двухствольной подводной устьевой елки представлена на рисунке 1. На рисунке 2 представлены вертикальные елки с трубными головками. На рисунке 3 показаны горизонтальные подводные устьевые елки.

6.2.9 Проходы эксплуатационных и кольцевых каналов

Для проходов в проходной канал елки или трубную головку должны быть предусмотрены, как минимум, два запорных элемента на давление, закрывающихся при отказе системы управления, один из которых должен быть приводным клапаном, закрывающимся при отказе системы управления. Допустимо использование коренного клапана в качестве одного из барьеров для трубопроводных проходов после коренного клапана. Должен быть как минимум один испытываемый запорный элемент на давление между устьевым оборудованием и любым проходом в кольцевой канал елки или трубную головку.

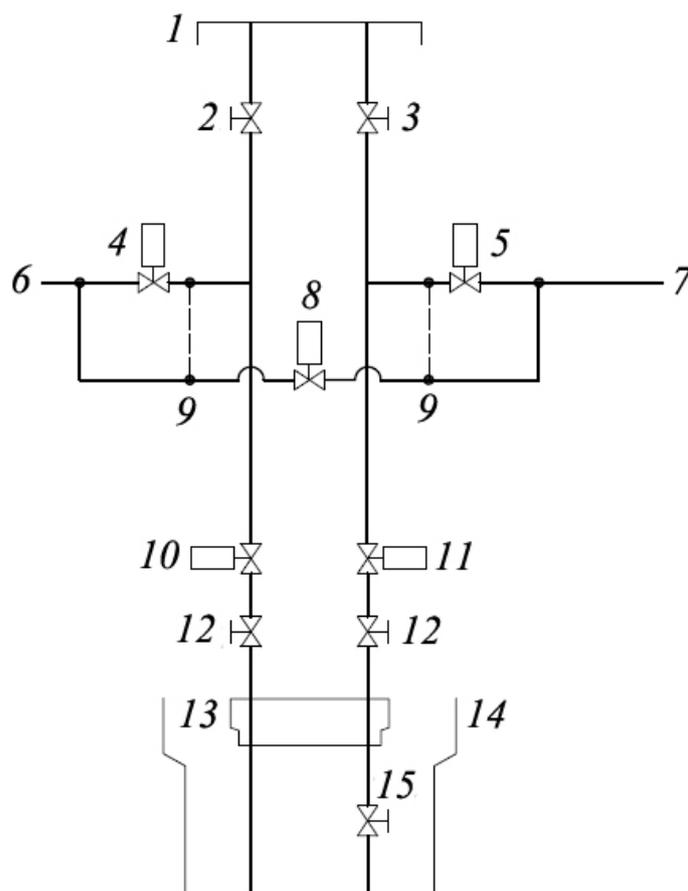
Герметизированные сенсорные устройства с двумя или более уплотнительными барьерами, работающими под давлением, могут напрямую соединяться с проходом без дополнительных барьерных устройств, при условии, что это сенсорное устройство имеет как минимум те же проектные

номинальные значения, что и корпус устьевого елки или трубной головки, к которому он подсоединен.

Фланцы, хомутовые бугели или другие концевые соединения, соответствующие требованиям раздела 7, в зависимости от применимых требований, должны использоваться для обеспечения соединений для проходов к устьевого елке или трубной головке.

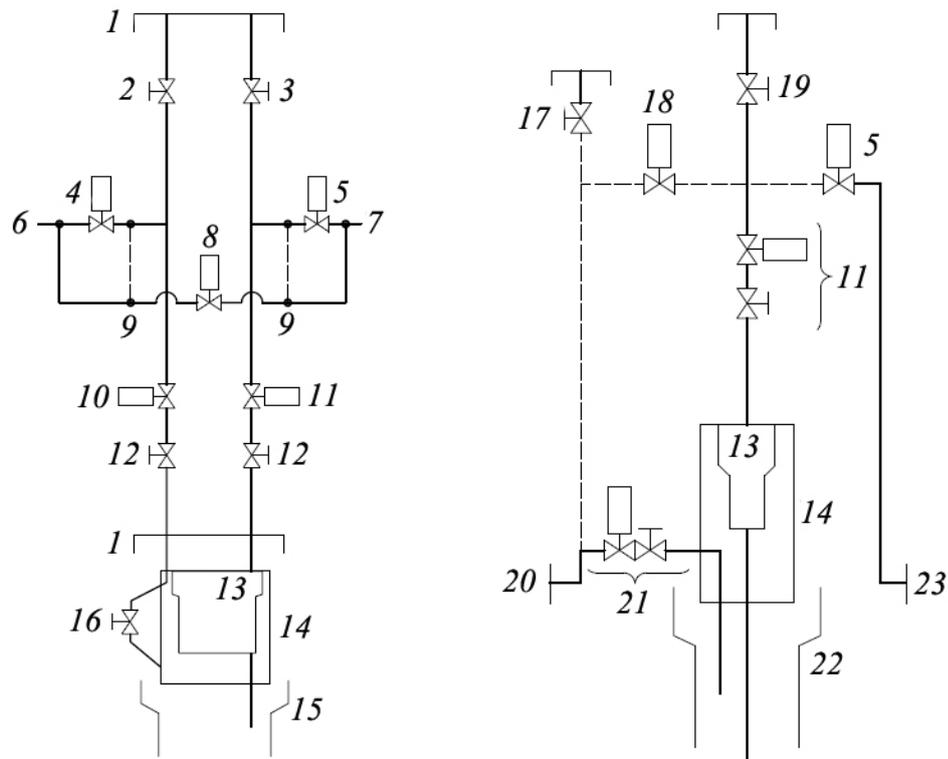
На рисунке 4 показана минимальная конфигурация, отвечающая требованиям 6.2.9.

Примечание – Пунктирные присоединения являются факультативными. Если имеется два запорных элемента, возможно рассмотрение колпака устьевого елки, не работающего под давлением.



1 – CAP; 2 – ASV (ручной или закрытый при отказе, или факультативная пробка); 3 – PSV (ручной или закрытый при отказе, или факультативная пробка); 4 – AWW; 5 – PWV; 6 – кольцевое пространство; 7 – эксплуатация; 8 – XOV; 9 – факультативно; 10 – AMV; 11 – PMV; 12 – факультативный коренной клапан (ручной или гидр.); 13 – трубодержатель насосно-компрессорной колонны; 14 – устье скважины; 15 – SCSSV

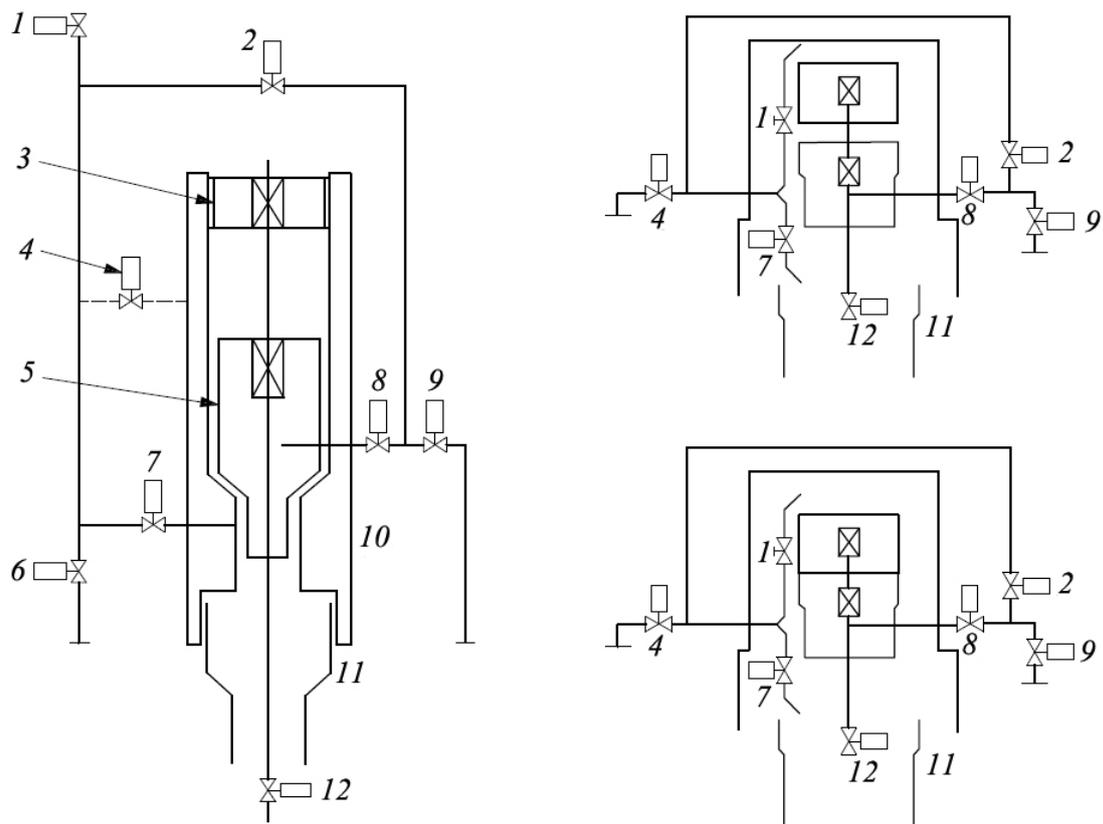
Рисунок 1 – Пример двухствольной устьевой елки на подводном устьевом оборудовании



1 – САР; 2 – ASV (ручной или закрытый при отказе, или факультативная пробка); 3 – PSV (ручной или закрытый при отказе, или факультативная пробка); 4 – AWW; 5 – PWV; 6 – кольцевое пространство; 7 – эксплуатация; 8 – ХОВ; 9 – факультативно; 10 – AMV; 11 – PMV; 12 – факультативный коренной клапан (ручной или гидр.); 13 – трубодержатель насосно-компрессорной колонны; 14 – трубная головка; 15 – устье скважины; 16 – изоляция кольцевого пространства; 17 – факультативный ASV (WOV или AAV) (ручной или гидр.); 18 – факультативный ХОВ; 19 – PSV; 20 – к шлангокабелю или обслуживающей линии; 21 – клапаны кольцевого пространства; 22 – устье скважины; 23 – эксплуатационная линия

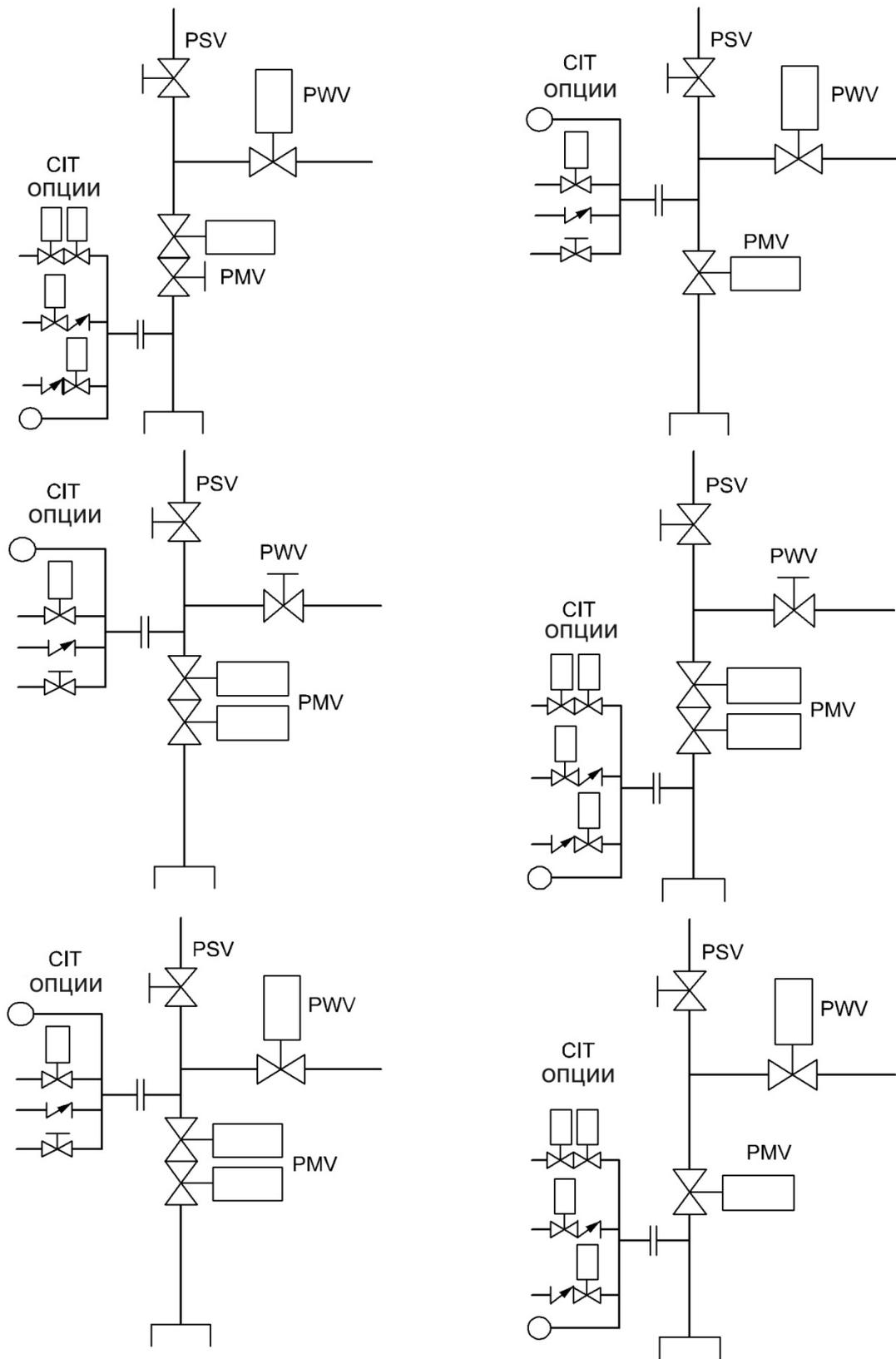
Примечание – Пунктирные присоединения являются факультативными. Если имеется два запорных элемента, возможно рассмотрение колпака устьевого елки, не работающего под давлением.

Рисунок 2 – Пример вертикальных елок на трубных головках

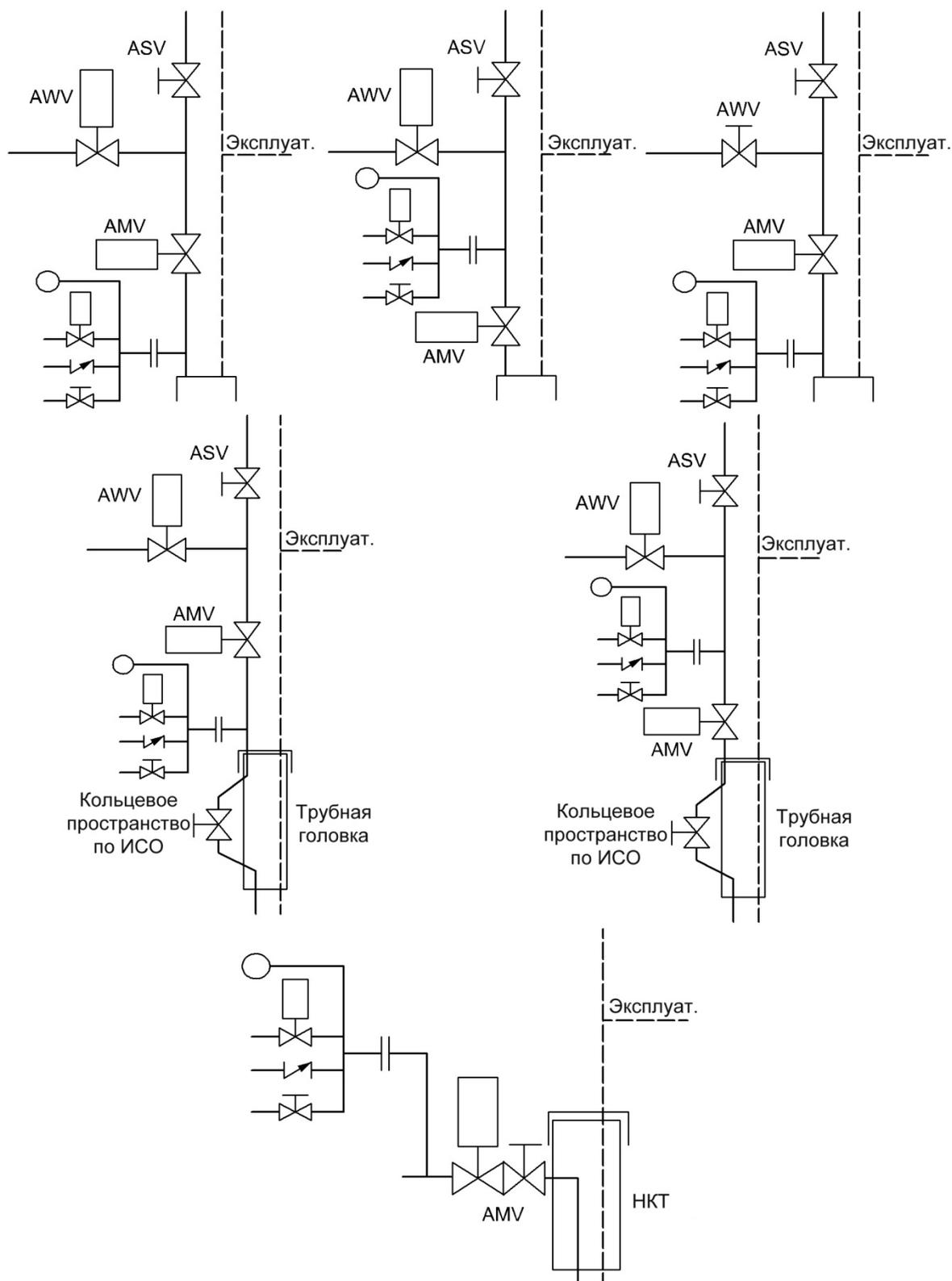


1 – ASV (WOV или AAV); 2 – XOV; 3 – колпак устьевого елки; 4 – AWW; 5 – трубодержатель НКТ; 6 – AWW (гидр. или ручной); 7 – AMV; 8 – PMV; 9 – PWV; 10 – корпус устьевого елки; 11 – устье скважины; 12 – SCSSV

Рисунок 3 – Примеры устьевых елок горизонтального типа



а) Примеры проходов эксплуатационных каналов



б) – Примеры проходов кольцевых каналов

Рисунок 4 – Примеры проходов каналов

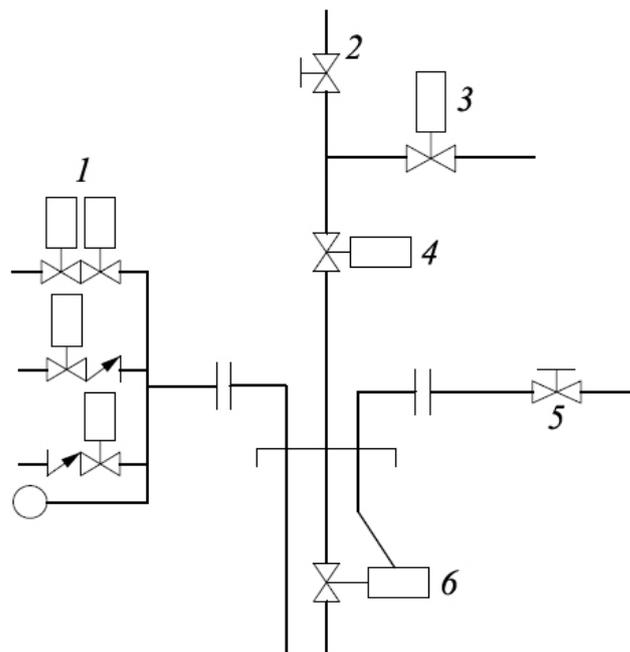
6.2.10 Проходы управляющей линии SCSSV

Как минимум, один запирающий элемент, регулирующий давление, должен использоваться на всех проходах управляющих линий SCSSV, которые проходят через устьевую елку или трубную головку. Приемлемыми запирающими устройствами являются ручные клапаны (приводимые в действие водолазом/ROV).

Любое запирающее устройство с дистанционным приводом, включая соединительные муфты управляющих линий, которые проектируются для предупреждения проникновения морской воды, используемые в контуре управляющей линии SCSSV, должны проектироваться таким образом, чтобы не влиять на запирающий элемент SCSSV. Запрещаются резьбовые соединения напрямую в корпус или блок бокового клапана для проходов управляющей линии SCSSV.

В случае возможности препятствования сбросу управляющего давления недопустимо использование обратных клапанов в контуре SCSSV.

На рисунке 5 показано типовое расположение клапанов для контуров SCSSV, удовлетворяющее требованиям, указанным в 6.2.



1 – CID; 2 – PSV; 3 –PWV; 4 – PMV; 5 – изоляция SCSSV; 6 – SCSSV

Примечание – Линия SCSSV проектируется для предупреждения открытия гидравлического затвора SCSSV при отсоединении.

Рисунок 5 – Примеры расположения клапанов устьевой елки для нагнетания химических реагентов в скважину и SCSSV

6.2.11 Проходы нагнетания химических реагентов в скважину

Линии нагнетания химических реагентов, проходящие через трубную головку должны содержать два клапана, закрывающиеся при отказе системы управления. Для линий диаметром 25,4 мм (1,00 дюйм) или менее допустимо использование обратных клапанов, перекрывающих поток, в качестве одного из клапанов, закрывающихся при отказе системы управления. Как минимум один из клапанов, закрывающихся при отказе системы управления, должен быть с приводом. Левая часть рисунка 5 показывает типовое расположение клапанов устьевой елки с учетом вышесказанного. Допустимо использование встроенного или внешнего обратного клапана, закрывающегося при отказе системы управления. Фланцы, хомутовые бугели или ОЕС, удовлетворяющие требованиям раздела 7, в соответствии с применением, должны

использоваться для обеспечения соединений для проходов к устьевой елке. Запрещаются резьбовые соединения напрямую в корпус или блок бокового клапана для проходов нагнетательных линий при размещении внутри двух запирающих устройств.

6.2.12 Линии испытания/контроля давления и внутренние управляющие линии

Линии испытания/контроля давления, проходящие в или через устьевую елку или трубную головку должны использовать как минимум один запирающий элемент, регулирующий давление.

Номинальное рабочее давление гидравлических управляющих линий, имеющих потенциальную возможность связи со скважиной, должно быть равно или больше рабочего давления устьевой елки. Запрещаются резьбовые соединения напрямую в корпус или блок бокового клапана для проходов нагнетательных линий при размещении внутри двух запирающих устройств.

В испытательных линиях соединительных полостей, в качестве запирающих устройств допускаются ручные запорные клапаны.

6.2.13 Компенсационный барьер

Размер компенсационного барьера, используемого для предотвращения попадания морской воды к приводному механизму и компенсации гидростатического давления, должен соответствовать не менее 120 % вытесняемого объема. Для предупреждения образования гидравлической пробки необходимо включать в контур такие средства, как обратные клапаны. В этот контур следует включить разгрузочное устройство для предотвращения случаев, при которых разрушение уплотнения приводного механизма в состоянии повлиять на эксплуатационные характеристики остальных клапанов. Изготовитель должен документально оформить процедуру заполнения компенсатора.

6.2.14 Проходы скважинных гидравлических управляющих линий для интеллектуальных систем заканчивания скважин

В гидравлических управляющих линиях, проходящих через устьевую елку или трубную головку и используемых для управления интеллектуальными системами заканчивания скважин должно применяться не менее одного запирающего элемента регулирующего давления.

Для интеллектуальных систем заканчивания скважин, управляемых источником гидравлической мощности, который соединяется с устьевой елкой только с помощью водолаза/ROV/ROT в процессе работ на скважине, ручные клапаны (приводимые в действие водолазом/ROV/ROT) или дистанционно управляемые клапаны, закрывающиеся при отказе системы управления являются приемлемыми запирающими устройствами.

Для интеллектуальных систем заканчивания скважин, управляемых дистанционно с помощью эксплуатационного управляющего шлангокабеля, дистанционно управляемые клапаны, закрывающиеся при отказе системы управления, являются приемлемыми запирающими устройствами.

Запирающие устройства должны находиться в закрытом положении, за исключением времени функционирования интеллектуальной системы управления скважиной. При использовании подводного манифольда дистанционного управления для управления интеллектуальной скважиной управляющие функции должны подаваться через гидравлический контур, отличный от используемого для сброса флюида/давления других управляющих функций на устьевую елку, включая SCSSV.

В конструкции и эксплуатации интеллектуальных систем заканчивания скважин необходимо учитывать температурное расширение гидравлического флюида в управляющих линиях интеллектуальной скважины. Контуров управляющих линий интеллектуальной скважины необходимо проектировать с RWP более давления в закрытой скважине.

Для обеспечения соединений в проходах к устьевой елке при управлении интеллектуальной скважиной должны использоваться фланцы, хомутовые бугели или ОЕС, если применимо, удовлетворяющие требованиям

раздела 7. Запрещаются резьбовые соединения напрямую в корпус или блок бокового клапана для проходов управляющих линий интеллектуальной скважины.

В случае препятствования надлежащему функционированию управляющей системы интеллектуальной скважины недопустимо использование обратных клапанов в управляющем контуре интеллектуальной скважины. Испытание подводных компоновок устьевых елок

6.3.1 Валидационные испытания

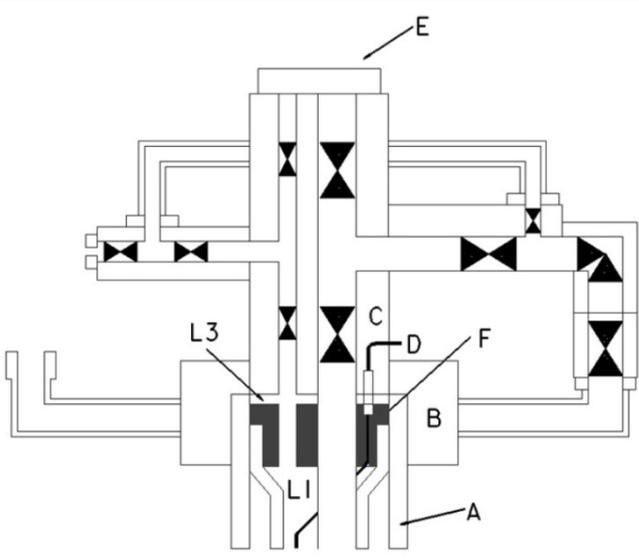
Требования к валидационному испытанию подводных компоновок устьевых елок не устанавливаются. Детали и оборудование, рассматриваемое в разделе 7 и используемые в компоновке подводных елок, должны соответствовать требованиям, применимым к валидационным испытаниям.

6.3.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

Компоновка подводной елки должна проходить заводские приемочные испытания в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, используя фактическое сопрягаемое оборудование или соответствующее испытательное оборудование, которое воспроизводит применяемые сопряжения направляющего основания (OGB, PGB, GRA, рама устьевой елки и т.д.), устьевого оборудования и трубодержателя. Требования к испытаниям см. в разделе 5.

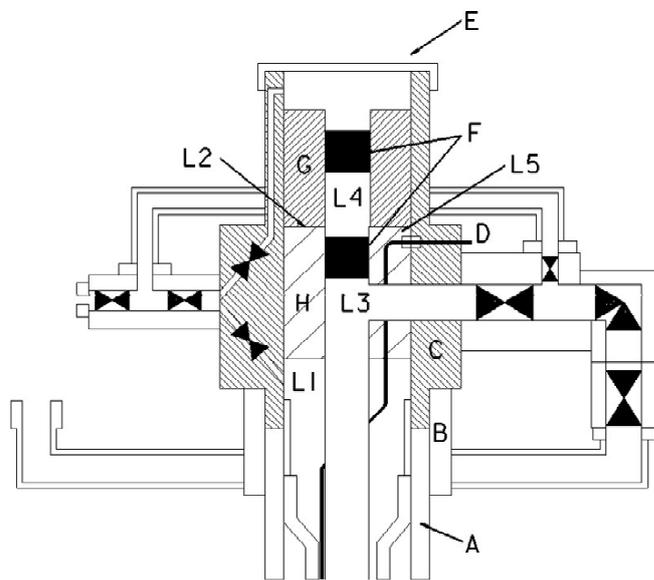
Из-за различий в конфигурациях подводных устьевых елок в некоторых случаях компоненты могут напрямую подвергаться воздействию скважинного флюида или, в других случаях, функционировать в качестве дублирующего барьера. В связи с этим, таблица 4 дает графическое представление, для уточнения места расположения компонентов и значений давления гидростатических испытаний, необходимых для испытания корпуса, сопряжения и запорного удерживающего элемента. Подробные требования к испытаниям для каждого элемента/размещения описаны в соответствующих разделах настоящей части стандарта.

Таблица 4–Графическое представление испытания давлением

Положение	Описание	RWP	Гидростатическое давление испытания корпуса	Давление испытания запорного удержания
а)Подводная устьевая елка вертикального типа				
				
A	Подводное устьевое оборудование	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
B	Соединитель трубной головки, трубная головка и соединитель елки	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
C	Клапаны, клапанный блок	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
D	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный	$1,0 \times RWP$ до $RWP + 17,2M$ Па(2 500фунт/	$1,5 \times RWP$ до $1,5 \times [RWP + 17,2M]$ Па	–

	переводник (работающий под давлением)	дюйм ²)макс.	(2 500 фунт/дюйм ²)	
	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный переводник (регулирующий давление)	1,0 × RWP до RWP +17,2МПа (2 500фунт/дюйм ²)макс.	1,0 × RWP до 1,0 × [RWP+17,2 МПа (2 500 фунт/дюйм ²)]	–
E	Колпак елки (каналы и запорный механизм)	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
F	Трубодержатель	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
L1	Ниже установленного трубодержателя	–	–	1,1 × RWP
L2 (не показано)	Выше трубной пробки	–	–	1,0 × RWP
	Ниже трубной пробки	–	–	1,1 × RWP
L3	Галерея	1,0 × RWP до RWP +17,2МПа (2 500фунт/дюйм ²)макс.	–	–

б) Подводная устьевая елка горизонтального типа с отдельным внутренним колпаком елки



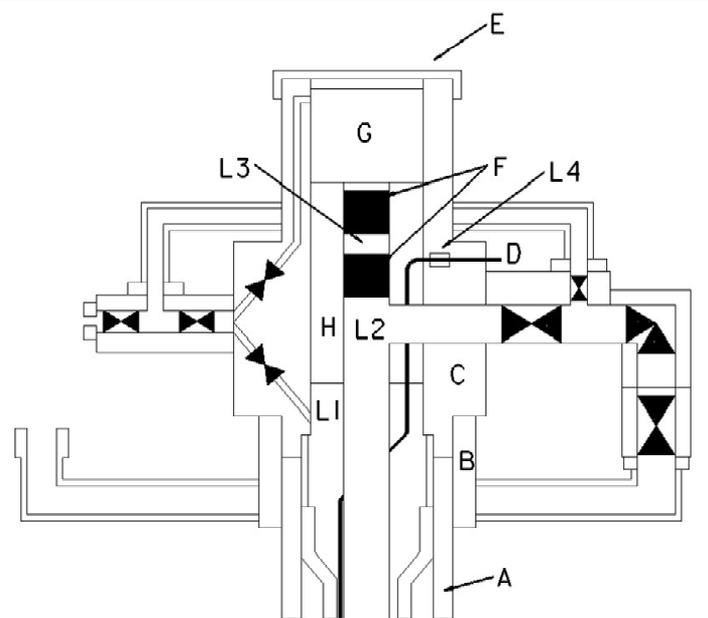
Положение	Описание	RWP	Гидростатическое давление испытания корпуса	Давление испытания запорного удержания
A	Подводное устьевое оборудование	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	—
B	Соединитель елки	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	—
C	Клапаны, клапанный блок	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	—
D	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный переводник (работающий под	$1,0 \times RWP$ до $RWP + 17,2 \text{ МПа} (2\ 500 \text{ фунт/дюйм}^2)$ макс.	$1,5 \times RWP$ до $1,5 \times [RWP + 17,2 \text{ МПа} (2\ 500 \text{ фунт/дюйм}^2)]$	—

	давлением)			
	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный переводник (регулирующий давление)	1,0 × RWP до RWP +17,2МПа(2 500фунт/дюйм ²)макс.	1,0 × RWP до 1,0 × [RWP +17,2 МПа(2 500фунт/дюйм ²)]	–
E	Шламовый колпак	PMR	PMR	–
F	Коронные пробки	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
G	Внутренний колпак елки	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
H	Трубодержатель	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
L1	Ниже установленного трубодержателя	–	–	1,5 × RWP
L2	Ниже внутреннего колпака елки	–	–	1,5 × RWP
L3	Выше нижней коронной пробки ^{a)}	–	–	1,0 × RWP
	Ниже нижней коронной пробки ^{a)}	–	–	1,5 × RWP
L4	Выше верхней коронной пробки	–	–	1,0 × RWP
	Ниже верхней	–	–	1,5 × RWP

	коронной пробки ^{а)}			
L5	Галерея	1,0 × RWP до RWP +17,2М Па(2 500фунт/ дюйм ²)макс.	—	—

а) Если нижняя коронная пробка находится на месте в процессе испытания снизу верхней коронной пробки, то в процессе испытания нижняя коронная пробка должна быть уравновешена давлением сверху и снизу.

с) Подводная устьевая елка горизонтального типа без отдельного внутреннего колпака елки



Положение	Описание	RWP	Гидростатическое давление испытания корпуса	Давление испытания запорного удержания
A	Подводное устьевое оборудование	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
B	Соединитель елки	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
C	Клапаны, клапанный блок	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
D	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный переводник (работающий под давлением)	$1,0 \times RWP$ до $RWP + 17,2 \text{ МПа}$ ($2\,500 \text{ фунт/дюйм}^2$) макс.	$1,5 \times RWP$ до $1,5 \times [RWP + 17,2 \text{ МПа} (2\,500 \text{ фунт/дюйм}^2)]$	–
	Проходные каналы SCSSV и уплотнительный переводник (регулирующий давление)	$1,0 \times RWP$ до $RWP + 17,2 \text{ МПа}$ ($2\,500 \text{ фунт/дюйм}^2$) макс.	$1,0 \times RWP$ до $1,0 \times [RWP + 17,2 \text{ МПа} (2\,500 \text{ фунт/дюйм}^2)]$	–
E	Шламовый колпак	PMR	PMR	–
F	Коронные пробки	$1,0 \times RWP$	$1,5 \times RWP$	–
G	ROV колпака	PMR	PMR	–

	елки			
Н	Трубодержатель	1,0 × RWP	1,5 × RWP	–
L1	Ниже установленного трубодержателя	–	–	1,5 × RWP
L2	Выше нижней коронной пробки ^{a)}	–	–	1,0 × RWP
	Ниже нижней коронной пробки ^{a)}	–	–	1,5 × RWP
L3	Выше верхней коронной пробки	–	–	1,0 × RWP
	Ниже верхней коронной пробки ^{a)}	–	–	1,5 × RWP
L4	Галерея	1,0 × RWP до RWP +17,2М Па (2 500 фунт/дюйм ²)м акс.	–	–
^{a)} Если нижняя коронная пробка находится на месте в процессе испытания снизу верхней коронной пробки, то в процессе испытания нижняя коронная пробка должна быть уравновешена давлением сверху и снизу.				

6.3 Маркировка

Подводная компоновка устьевой елки должна быть снабжена паспортной табличкой, обозначенной «Подводная компоновка устьевой елки», размещаемой на коренном клапане или клапанном блоке елки, и содержать как минимум следующую информацию:

- наименование и месторасположение сборщика/дата;
- обозначение УТТ компоновки;
- номинальное рабочее давление компоновки;
- номинальная температура компоновки;
- класс материала компоновки (включая максимальное парциальное давление H_2S , если применимо);
- однозначный идентификатор (серийный номер);
- «ИСО 13628-4».

6.4 Хранение и транспортировка

Разборка, удаление или замена деталей или оборудования после испытания должна быть согласована с заказчиком.

Отгрузочный вес подводной устьевой елки, включая балансировочные грузы, необходимо минимизировать. Возможно ограничение максимального подъемного веса предельными значениями крана установки в соответствии с местным законодательством и нормами.

7 Специальные требования – Оборудование, относящееся к подводной устьевой елке, и узлы

7.1 Фланцевые концевые и выходные соединения

7.1.1 Общие положения – Типы фланцев

Раздел 7 определяет типы концевых и выходных фланцев по стандарту ИСО (API), используемых на подводном оборудовании для заканчивания скважин. В таблице 5 приведены типы и размеры фланцев, рассматриваемые в настоящей части стандарта.

Таблица 5 – Диапазоны номинальных рабочих давлений и размеров фланцев по стандарту ИСО (API)

Номинальное рабочее давление		Размерный ряд фланцев					
		Тип 17SS		Тип 17SV		Тип 6BX	
МПа	фунт/дюйм ²	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
34,5	5 000	от 52 до 346	от 2 1/16 до 13 5/8	от 52 до 346	от 2 1/16 до 13 5/8	от 346 до 540	от 13 5/8 до 21 1/4
69,0	10 000	—	—	от 46 до 346	от 1 13/16 до 13 5/8	от 46 до 540	от 1 13/16 до 21 1/4
103,5	15 000	—	—	—	—	от 46 до 496	от 1 13/16 до 18 3/4

Стандартными фланцами подводного оборудования для заканчивания скважин с рабочими давлениями 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) и менее, размерами от 52 мм (2 1/16 дюйма) до 346 мм (13 5/8 дюйма) должны быть фланцы типа 17SS, в соответствии с 7.1.2.2. Фланцы типа 17SS основаны на фланцах типа 6В, как определено в ИСО 10423, незначительно модифицированы для согласования с установившейся практикой подводного применения. Основными модификациями являются замена кольцевых прокладок типа ВХ для подводных работ и незначительное уменьшение диаметров проходных отверстий на некоторых размерах фланцев. Фланцы

типа 17SS были разработаны для размеров и рабочих давлений, показанных в таблице 7.

Как определено в ИСО 10423, стандартными фланцами для 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) и менее, размерами от 346 мм (13 5/8 дюйма) до 540 мм (21 1/4 дюйма) должны быть фланцы типа 6BX.

Как определено в ИСО 10423, стандартными фланцами для подводного заканчивания скважин с максимальными значениями рабочего давления 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²) должны быть фланцы типа 6BX. Допустимо использование цельных, глухих или фланцев с приварной шейкой по стандарту ИСО для подводного заканчивания скважин. Недопустимо использование резьбовых фланцев, определенных в ИСО 10423, на оборудовании для подводного заканчивания скважин, работающего с добываемым флюидом, за исключением отмеченного в 7.3.

Использование сегментных фланцев недопустимо.

Вертлюжные фланцы, как правило, используются для упрощения стыковки подводных выкидных трубопроводов соединяемых под водой. Фланцы типа 17SV, как определено в этом документе, разработаны как конструкция стандартного вертлюжного фланца для подводного заканчивания скважин с размерами и рабочими давлениями, представленными в таблице 5. Вертлюжные фланцы типа 17SV предназначены для сопряжения со стандартными фланцами по стандарту ИСО типа 17SS и 6BX с теми же размерами и номинальными давлениями.

Концевые и выходные фланцы оборудования для подводного заканчивания скважин должны иметь кольцевые канавки, изготовленные из коррозионно-стойкого материала или покрытые коррозионно-стойким материалом в соответствии с требованиями указанными в 7.1.2.5.5.

7.1.2 Конструкция

7.1.2.1 Общие положения

Фланцы, используемые на оборудовании для подводного заканчивания скважин, должны быть кольцевого соединительного типа, предназначенные для сборки торец-к-торцу. Усилия от сборки соединения и внешние нагрузки должны главным образом воздействовать на привалочный торец фланца. Как минимум, один из фланцев в соединении должен иметь привалочный торец.

Фланцевые соединения, предназначенные для подводной сборки в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, должны быть снабжены средствами для удаления захваченных флюидов. Кольцевые прокладки типа SBX, как указано в таблице 6, являются применимыми средствами для вентиляции фланцев типа 6BX, 17SS или 17SV. Кольцевые прокладки типа SBX или BX по ИСО 10423 применимы для фланцев 6BX, 17SS или 17SV, собранных на воздухе.

Конструкции фланцев и уплотнений, устраняющие проблему захваченного флюида, применяемые для подводной сборки, должны быть выполнены в соответствии с 7.4.

Захваченный флюид в состоянии препятствовать надлежащему свинчиванию шпилек или болтов, устанавливаемых под водой в глухие отверстия. Необходимо предусмотреть средства для удаления захваченного флюида из-под шпилек (такие как отверстия или канавки в резьбовом отверстии и/или шпильке).

7.1.2.2 Стандартные подводные фланцы – Фланцы типа 17SS **с рабочим давлением до 34,5 МПа**

7.1.2.2.1 Общие положения

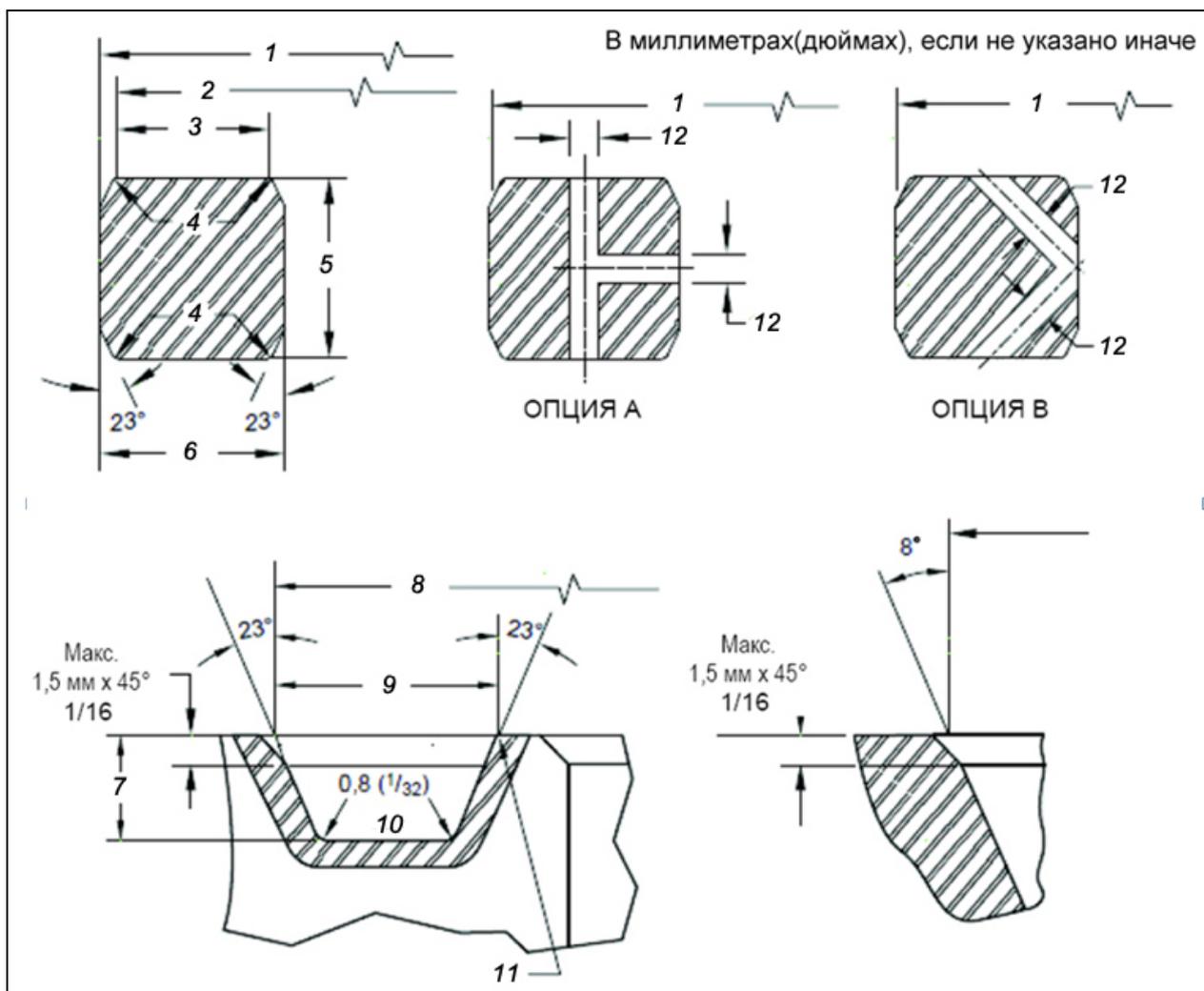
Конструкции фланцев типа 17SS от 52 мм (2 1/16 дюйма) до 279 мм (11 дюймов) основаны на конструкциях фланцев типа 6B, как определено в ИСО 10423, они были модифицированы для возможности использования кольцевых прокладок типа BX (установившаяся практика для подводного заканчивания скважин) вместо прокладок типа R или RX. Дополнительно,

фланцы типа 17SS должны снабжаться привалочными торцами для жесткой сборки торец-к-торцу.

Фланцы типа 17SS для 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) должны использоваться для фланцев по стандарту ИСО с размерами от 52 мм (2 1/16 дюйма) до 279 мм (11 дюймов) для применения при подводном заканчивании скважин при рабочем давлении равном или ниже 34,5 МПа(5 000 фунт/дюйм²).

Стандартные подводные фланцы от 346 мм (13 5/8 дюйма) до 540 мм (21 1/4 дюйма) для рабочего давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) и ниже должны быть типа 6ВХ, как определено в ИСО 10423.

Таблица 6 – Кольцевые прокладки по стандарту API, уплотняющиеся под давлением, типа SBX



	Допуски, мм (дюйм)
1 – наружный диаметр кольца OD	$+0,5 \begin{pmatrix} +0,020 \\ 0 \end{pmatrix}$
2 – наружный диаметр T ODT	
3 – ширина торца C	$+0,15 \begin{pmatrix} +0,006 \\ 0 \end{pmatrix}$
4 – радиус скруглений кольца R_1	$+0,5 \begin{pmatrix} +0,02 \\ 0 \end{pmatrix}$
5 – высота кольца H^a	$+0,2 \begin{pmatrix} +0,008 \\ 0 \end{pmatrix}$

6– ширина кольца $A^a)$	$+0,2 \begin{pmatrix} +0,008 \\ 0 \end{pmatrix}$
7– глубина канавки E	$+0,8 \begin{pmatrix} +0,02 \\ 0 \end{pmatrix}$
8 – наружная глубина канавки G	$23^\circ \pm 0^\circ 15'$
9– ширина канавки N	$\pm 0,2 (\pm 0,008)$
10 – радиус скруглений канавки R_2	макс.
11– скругление острых углов	
12– высота фаски D	$0 \begin{pmatrix} 0 \\ -0,8 \end{pmatrix}$
<p>Примечания</p> <p>1 – Радиус R должен составлять от 8 % до 12 % высоты прокладки H.</p> <p>2 – Два перепускных отверстия для давления в поперечном сечении кольца SBX предупреждают блокировку давления при сборке соединений под водой. Представляются две опции для сверления перепускных отверстий для давления.</p> <hr/> <p>^{a)} Допускается плюсовой допуск 0,2 мм (0,008 дюйма) для ширины A и высоты H, соблюдая при этом, что отклонения ширины или высоты любого кольца не превысят 0,1 мм (0,004 дюйма) по всей окружности.</p>	

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Окончание таблицы 6

Номер кольца	Размер		Внешний диаметр кольца		Высота кольца ⁰		Ширина кольца ⁰		Диаметр торца		Ширина торца		Размер отверстия		Глубина канавки		Наружный диаметр канавки		Ширина канавки	
			OD		H		A		ODT		C		D		E		G		N	
	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
SBX 149	19	3/4	42,647	1,679	9,627	0,379	7,518	0,296	41,326	1,627	6,121	0,241	1,5	0,06	5,842 5,334	0,23 0,21	44,221 44,069	1,741 1,735	9,677 9,576	0,381 0,377
SBX 150	25	1	72,19	2,842	9,30	0,366	9,30	0,366	70,87	2,790	7,98	0,314	1,5	0,06	5,59	0,22	73,48	2,893	11,43	0,450
SBX 151	46	1 11/16	76,40	3,008	9,63	0,379	9,63	0,379	75,03	2,954	8,26	0,325	1,5	0,06	5,56	0,22	77,79	3,062	11,84	0,466
SBX 152	52	2 1/16	84,68	3,334	10,24	0,403	10,24	0,403	83,24	3,277	8,79	0,346	1,5	0,06	5,95	0,23	86,23	3,395	12,65	0,498
SBX 153	65	2 9/16	100,94	3,74	11,38	0,448	11,38	0,448	99,31	3,910	9,78	0,385	1,5	0,06	6,75	0,27	102,77	4,046	14,07	0,554
SBX 154	78	3 1/16	116,84	4,600	12,40	0,488	12,40	0,488	115,09	4,531	10,64	0,419	1,5	0,06	7,54	0,30	119,00	4,685	15,39	0,606
SBX 155	103	4 1/16	147,96	5,825	14,22	0,560	14,22	0,560	145,95	5,746	12,22	0,481	1,5	0,06	8,33	0,33	150,62	5,930	17,73	0,698
SBX 156	179	7 1/16	237,92	9,367	18,62	0,733	18,62	0,733	235,28	9,263	15,98	0,629	3,0	0,12	11,11	0,44	241,83	9,521	23,39	0,921
SBX 157	228	9	294,46	11,593	20,98	0,826	20,98	0,826	291,49	11,476	18,01	0,709	3,0	0,12	12,70	0,50	299,06	11,774	26,39	1,039
SBX 158	279	11	352,04	13,860	23,14	0,911	23,14	0,911	348,77	13,731	19,86	0,782	3,0	0,12	14,29	0,56	357,23	14,064	29,18	1,149
SBX 159	346	13 5/8	426,72	16,800	25,70	1,012	25,70	1,012	423,09	16,657	22,07	0,869	3,0	0,12	15,88	0,62	432,64	17,033	32,49	1,279
SBX 160	346	13 5/8	402,59	15,850	23,83	0,938	13,74	0,541	399,21	15,717	10,36	0,408	3,0	0,12	14,29	0,56	408,00	16,063	19,96	0,786
SBX 161	422	16 5/8	491,41	19,347	28,07	1,105	16,21	0,638	487,45	19,191	12,24	0,482	3,0	0,12	17,07	0,67	497,94	19,604	23,62	0,930
SBX 162	422	16 5/8	475,49	18,720	14,22	0,560	14,22	0,560	473,48	18,641	12,22	0,481	1,5	0,06	8,33	0,33	487,33	18,832	17,91	0,705
SBX 163	476	18 3/4	556,16	21,896	30,10	1,185	17,37	0,684	551,89	21,728	13,11	0,516	3,0	0,12	18,26	0,72	563,50	22,185	25,55	1,006
SBX 164	476	18 3/4	570,56	22,463	30,10	1,185	24,59	0,968	566,29	22,295	20,32	0,800	3,0	0,12	18,26	0,72	577,90	22,752	32,77	1,290
SBX 165	540	21 1/4	624,71	24,595	32,03	1,261	18,49	0,728	620,19	24,417	13,97	0,550	3,0	0,12	19,05	0,75	632,56	24,904	27,20	1,071
SBX 166	540	21 1/4	640,03	25,198	32,03	1,261	26,14	1,029	635,51	25,020	21,62	0,851	3,0	0,12	19,05	0,75	647,88	25,507	34,87	1,373
SBX 169	131,1 8	5 1/8	173,51	6,831	15,85	0,624	12,93	0,509	171,29	6,743	10,69	0,421	1,5	0,06	9,65	0,38	176,66	6,955	16,92	0,666

⁰Допускается плюсовой допуск 0,2 мм (0,08 дюйма) для ширины *A* и высоты *H*, обеспечивая при этом, что колебания ширины или высоты любых колец по всей окружности не превышает 0,1 мм (0,004 дюйма).

7.1.2.2.2 Размеры

7.1.2.2.2.1 Стандартные размеры

Размеры для фланцев типа 17SS должны соответствовать рисунку 6 и таблицам 7 – 10.

Размеры для кольцевых канавок должны соответствовать таблицам 6 - 10.

7.1.2.2.2.2 Исключения для цельных фланцев

Фланцы типа 17SS, используемые как концевые соединения на оборудовании для подводного заканчивания скважин, могут иметь входные фаски, расточки и расширения для приема спуско-подъемных/испытательных инструментов, пробок, т.д. Размеры таких входных фасок, расточек и расширений не входят в область применения настоящей части стандарта и не могут превышать размер В как указано на рисунке 6, в таблицах 7 и 8. Изготовитель должен обеспечить, чтобы модифицированные конструкции цельных фланцев соответствовали требованиям раздела 5.

7.1.2.2.2.3 Резьбовые фланцы

Резьбовые фланцы не должны использоваться на оборудовании для подводного заканчивания скважин за исключением предусмотренного в 7.1.2.2.2.2 и 7.3.

7.1.2.2.2.4 Фланцы с приварными шейками – Трубы для трубопроводов

Должны применяться следующие условия:

а) проходное отверстие и толщина стенки: Диаметр проходного отверстия, J_L , не должен превышать значений, указанных в таблице 9. Указанное проходное отверстие не должно приводить к уменьшению толщины стенки приварного конца менее 87,5 % толщины стенки трубки, к которой присоединяется фланец;

б) разделка приварного конца: Размеры для разделки приварного конца должны соответствовать рисунку 8;

с) конусность: при толщине приварного конца как минимум на 2,3 мм (0,09 дюйма) более толщины трубы, и дополнительной толщине уменьшающей ID, фланец должен иметь конусную расточку от приварного конца с наклоном не превышающим 3 к 1.

В настоящей части стандарта фланцы с приварной шейкой типа 17SS не предназначены для приварки к устьевому оборудованию и корпусам устьевой елки. Их целью является обеспечение сварочного перехода между фланцем и трубой.

7.1.2.2.3 Кольцевые канавки

Кольцевые канавки с коррозионно-стойким покрытием должны соответствовать требованиям таблицы 6 и таблицы 10, и ИСО 10423.

7.1.2.3 Стандартные подводные фланцы – Тип 6BX с рабочим давлением до 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²)

Стандартные фланцы для использования в оборудовании для подводного заканчивания скважин с рабочим давлением 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²) должны соответствовать требованиям для фланцев типа 6BX, как определено в ИСО 10423. Данные фланцы являются фланцами кольцевого соединительного типа, предназначенными для сборки торец-к-торцу. Усилия от сборки соединения и внешние нагрузки должны главным образом воздействовать на привалочный торец фланца.

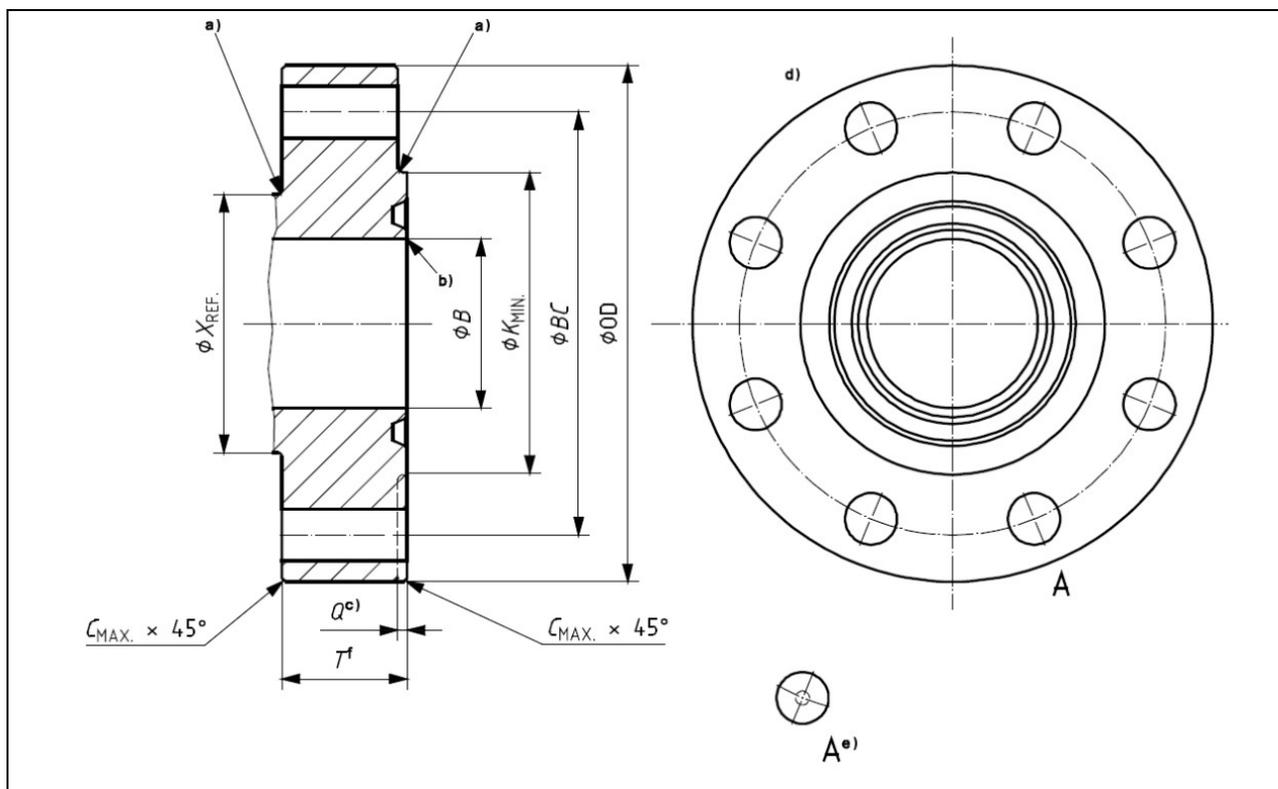
7.1.2.4 Подводные фланцы специального назначения – Тип 17SS с рабочим давлением 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²) или 120,7 МПа (17 500 фунт/дюйм²)

Подводные фланцы специального назначения 25 мм (1 дюйм) с рабочим давлением 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²) или 19 мм (0,75 дюйма) с рабочим давлением 120,7 МПа (17 500 фунт/дюйм²) для использования в оборудовании для подводного заканчивания скважин должны

соответствовать требованиям для фланцев типа 6ВХ, как определено в таблице 8. Эти фланцы являются фланцами кольцевого соединительного типа, предназначенные для сборки торец-к-торцу. Усилия от сборки соединения и внешние нагрузки главным образом воздействуют на привалочный торец фланца.

Для профилей кольцевых канавок ВХ-150 и ВХ-149 возможно нахождение профиля привалочного торца фланца очень близко к зоне термического влияния (HAZ), возникающей у наиболее удаленного диаметра наплавки CRA в процессе окончательной машинной обработки фланца, что может создавать проблемы при контроле. Для предупреждения проблем сопряжения HAZ может использоваться альтернативный черновой/финишный машинный профиль, показанный на рисунке 7.

Таблица 7 - Базовые размеры фланца и болтов для фланцев типа 17SS
для номинального рабочего давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²)



a) 3 мм (0,12 дюйма) мин. *R*.

b) Скруглять острые кромки.

c) $Q = 4,6$ мм (0,18 дюйма) $\pm 1,5$ мм (0,06 дюйма).

d) Кольцевая канавка должна быть концентричной с каналом в пределах 0,3 мм (0,010 дюйма) в пределах полного показания индикатора.

e) Осевая линия болтовых отверстий расположена в пределах 0,8 мм (0,03 дюйма) теоретической В.С. и болтовых отверстий на одинаковом расстоянии.

f) $+3$ ₀ (0,12).

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Окончание таблицы 7

Основные размеры фланца												Размеры болта															
Номинальный размер и проходное отверстие фланца		Макс. проходное отверстие		Наружный диаметр фланца		Допуск на OD		Макс. фаска		Диаметр привалочного торца		Полная толщина фланца		Диаметр шейки		Диаметр делительной окружности под болты		Количество болтов	Диаметр болтов		Диаметр отверстий под болты		Допуск на отверстие под болт ^а		Длина резьбовых шпилек		Номер кольца ВХ
		В						OD		С		К		Т		Х			ВС								
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм		мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	
52	2 1/16	53,1	2,09	215	8,50	±2	±0,06	3	0,12	128	5,03	46,0	1,81	104,7	4,12	165,1	6,50	8	22	7/8	26	1,00	2	+0,06	155	6,00	152
65	2 9/16	65,8	2,59	245	9,62	±2	±0,06	3	0,12	147	5,78	49,3	1,94	124,0	4,88	190,5	7,50	8	25	1	29	1,12	2	+0,06	165	6,50	153
78	3 1/8	78,5	3,09	265	10,50	±2	±0,06	3	0,12	160	6,31	55,7	2,19	133,4	5,25	203,2	8,00	8	29	1 1/18	32	1,25	2	+0,06	185	7,25	154
103	4 1/16	103,9	4,09	310	12,25	±2	±0,06	3	0,12	194	7,63	62,0	2,44	162,1	6,38	241,3	9,50	8	32	1 1/4	36	1,38	2	+0,06	205	8,00	155
130	5 1/8	131,1	5,16	375	14,75	±2	±0,06	3	0,12	238	9,38	81,1	3,19	196,9	7,75	292,1	11,50	8	38	1 1/2	42	1,62	2	+0,06	255	10,00	169
179	7 1/16	180,1	7,09	395	15,50	±3	±0,12	6	0,25	272	10,70	92,0	3,62	228,6	9,00	317,5	12,50	12	35	1 3/8	39	1,50	2	+0,06	275	10,75	156
228	9	229,4	9,03	485	19,00	±3	±0,12	6	0,25	337	13,25	103,2	4,06	292,1	11,50	393,7	15,50	12	42	1 5/8	45	1,75	+2,5	+0,09	305	12,00	157
279	11	280,2	11,03	585	23,00	±3	±0,12	6	0,25	418	16,25	119,2	4,69	368,3	14,50	482,6	19,00	12	48	1 7/8	51	2,00	+2,5	+0,09	350	13,75	158
346	13 5/8	347,0	13,66	673	26,50	±3	±0,12	6	0,25	457	18,00	112,8	4,44	368,3	14,50	590,6	23,25	16	42	1 5/8	45	1,75	+2,5	+0,09	324	12,75	160

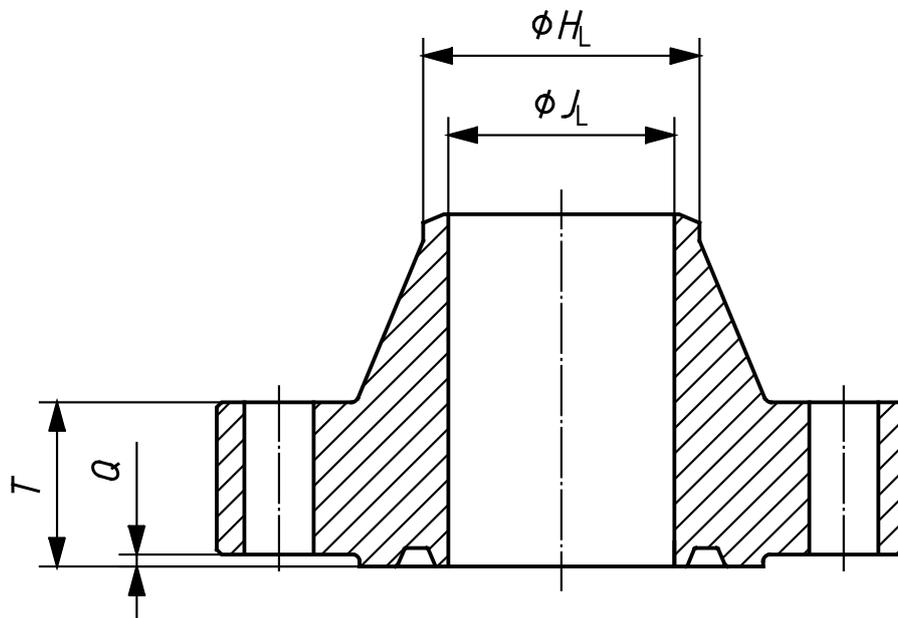
^а) Минимальный допуск на отверстие под болт ± 0,5 мм (0,02 дюйма).

Таблица 8 - Базовые размеры фланца и болтов для фланцев типа 17SS для 19 мм (3/4 дюйма) и 25 мм (1 дюйм)

Основные размеры фланца														Размеры болта													
Номинальное давление фланца		Макс. проходное отверстие		Наружный диаметр фланца		Допуск на OD		Макс. фаска		Диаметр привалочного торца		Полная толщина фланца		Диаметр шейки		Диаметр делительной окружности под болты		Количество болтов	Диаметр болтов		Диаметр отверстий под болты		Допуск на отверстие под болт ^{a)}		Длина резьбовых шпилек		Номер кольца ВХ
		В		OD				С		К		Т		Х		BC			мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	
МПа	фунт/дюйм ²	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм		мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	
120,7	17 500	19	0,75	158,8	6,25	±2	±0,06	3	0,12	57,2	2,250	41,0	1,62	58,67	2,31	114,8	4,52	4	25,4	1	28,5	1,06	2	+0,06	140	5,50	149
103,5	15 000	26	1,02	171	6,75	±2	±0,06	3	0,12	147	3,985	41,0	1,62	58,67	2,31	117,3	4,62	4	25,4	1	28,5	1,06	2	+0,06	140	5,50	150

^{a)} Минимальный допуск на отверстие под болт ± 0,5 мм (0,02 дюйма).

Таблица 9 – Размеры шейки и проходного отверстия для фланцев с приварными шейками типа 17SS для номинального рабочего давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²)



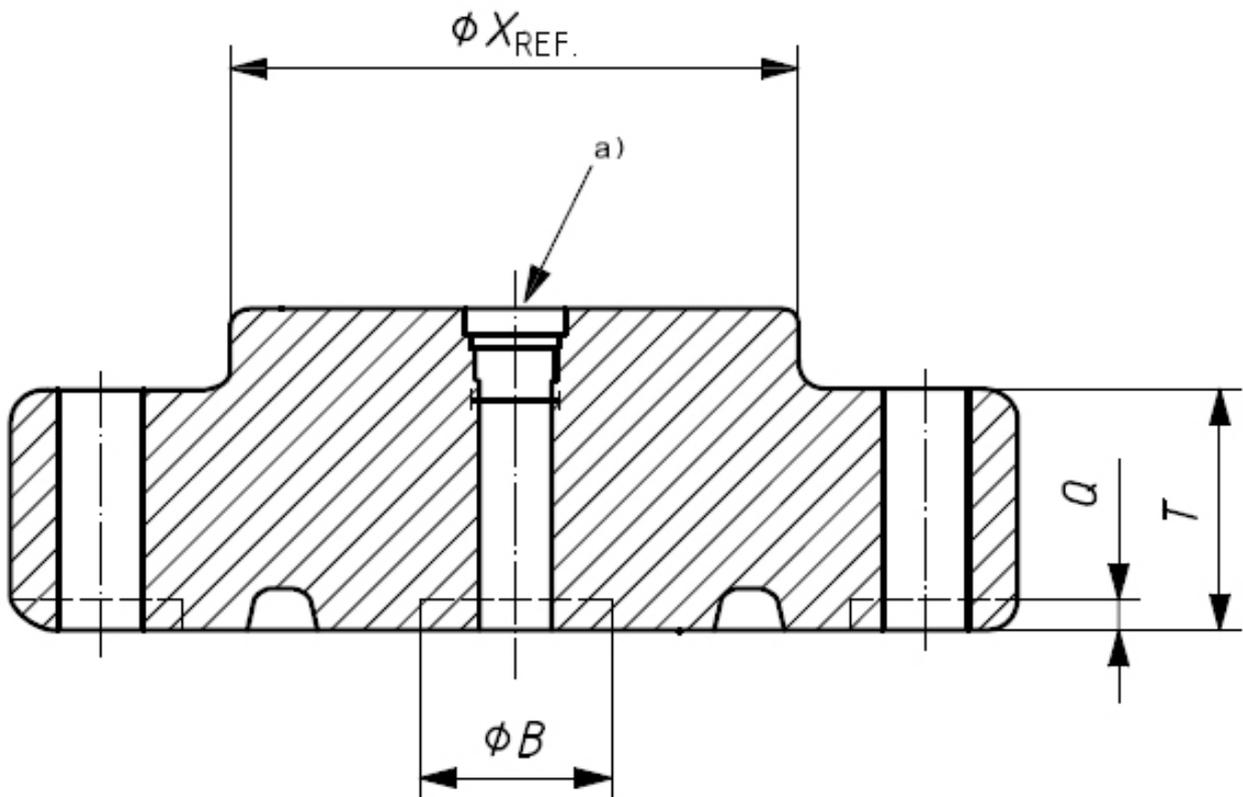
Примечание – Размеры B , Q , и T , и размеры, которые не показаны, см. в таблице 7.

Номинальный размер и проходное отверстие фланца		Диаметр шейки фланца с приварной шейкой		Допуск для H_L		Максимальное проходное отверстие фланца с приварной шейкой	
		H_L				$J_L \pm 0,76 (0,03)$	
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
52	2 1/16	60,5	2,38	+2 -0,7	+0,09 -0,03	43,0	1,69
65	2 9/16	73,2	2,88	+2 -0,7	+0,09 -0,03	54,1	2,13
98	3 1/8	88,9	3,50	+2 -0,7	+0,09 -0,03	66,5	2,62
103	4 1/16	114,3	4,50	+2 -0,7	+0,09 -0,03	87,4	3,44

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

130	5 1/8	141,2	5,56	+2 -0,7	+0,09 -0,03	109,5	4,31
179	7 1/16	168,4	6,63	+4 -0,7	+0,16 -0,03	131,0	5,19
228	9	219,2	8,63	+4 -0,7	+0,16 -0,03	173,0	6,81
279	11	273,1	10,75	+4 -0,7	+0,16 -0,03	215,9	8,50
346	13 5/8	424,0	16,69	+4 -0,7	+0,16 -0,03	347,0	13,61



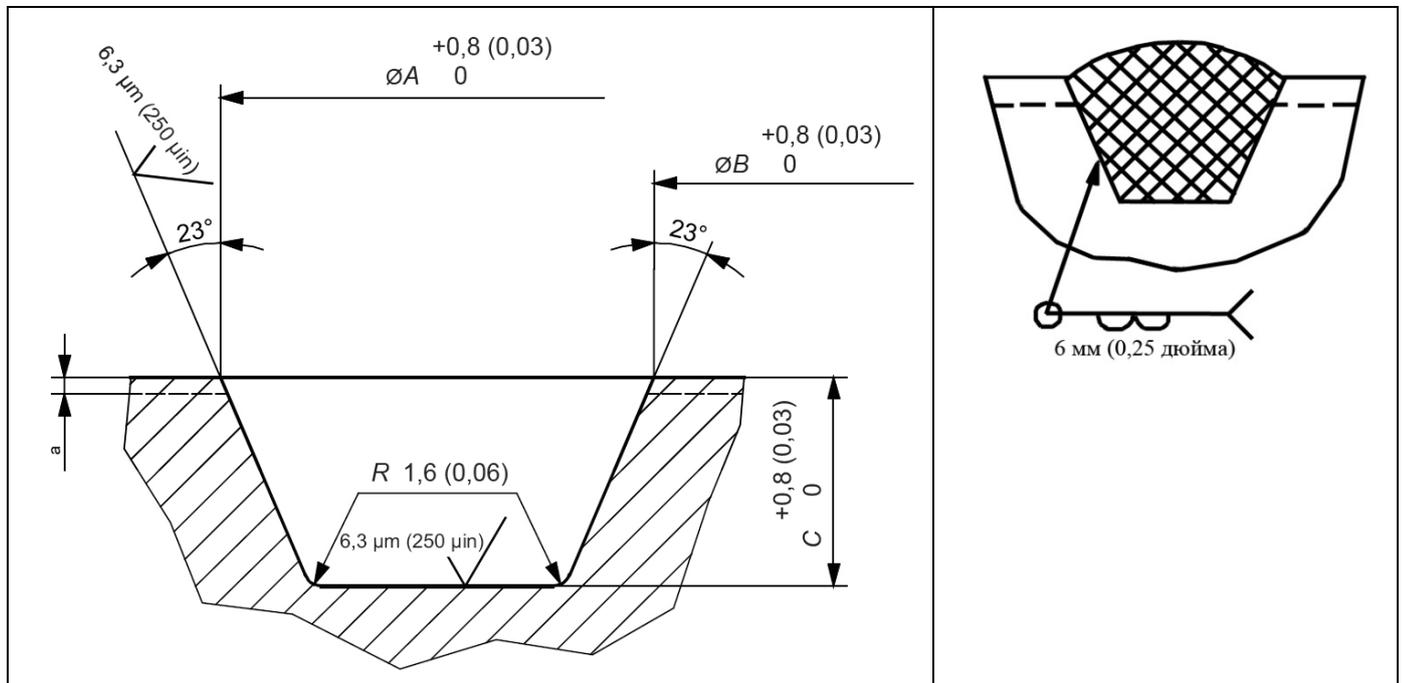
Примечание – Приподнятая втулка, $X_{REF.}$, привалочный торец, Q , и расточка, B , являются факультативными. Размеры B , X , Q , и T и размеры, которые не показаны, см. в таблице 7 или таблице 8.

^{a)} Опциональный входной канал должен иметь проектное номинальное значение равно или выше RWP фланца.

Рисунок 6 – Цельный или^o глухой фланец типа 17SS

Таблица 10 – Детализация черновой машинной обработки для коррозионно-стойких кольцевых канавок по стандарту API.

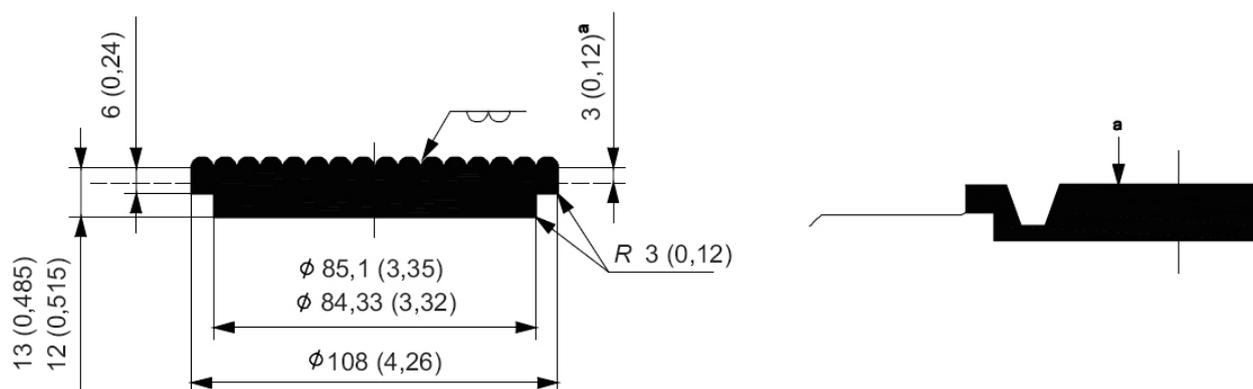
В миллиметрах (дюймах)



a) Допуск на чистовую обработку 3,3 (0,13).

Номер кольца	Наружный диаметр кольца, A		Внутренний диаметр канавки, B		Глубина канавки, C	
	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм
ВХ-149	53,34	2,100	28,96	1,140	8,89	0,350
ВХ-150	84,48	3,326	41,76	1,644	12,32	0,485
ВХ-151	88,80	3,496	45,06	1,774	12,32	0,485
ВХ-152	97,18	3,826	51,92	2,044	12,83	0,505
ВХ-153	113,94	4,486	66,14	2,604	13,59	0,535
ВХ-154	129,95	5,116	79,10	3,114	14,35	0,565
ВХ-155	161,70	6,366	106,27	4,184	15,11	0,595
ВХ-156	252,88	9,956	185,78	7,314	17,91	0,705
ВХ-157	310,03	12,206	236,83	9,324	19,43	0,765
ВХ-158	368,20	14,496	289,92	11,414	20,96	0,825

VX-159	443,64	17,466	358,75	14,124	22,73	0,895
VX-160	419,00	16,496	359,00	14,134	20,96	0,825
VX-162	489,36	19,266	433,43	17,064	15,11	0,595
VX-163	574,45	22,616	503,28	19,814	25,02	0,985
VX-164	588,92	23,186	503,02	19,804	25,02	0,985
VX-165	643,53	25,336	568,81	22,394	25,78	1,015
VX-166	659,03	25,946	596,06	22,404	25,78	1,015
VX-167	779,42	30,686	713,33	28,084	25,78	1,105
VX-168	785,27	30,916	713,59	28,094	25,78	1,105
VX-169	187,86	7,396	133,96	5,274	16,38	0,645



a) Подрезать при чистовой обработке.

Рисунок 7 – Альтернативная детализация черновой и финишной машинной обработки для коррозионно-стойких кольцевых канавок VX-149 и VX-150

Применение альтернативной подготовки под сварку допустимо только в местах, где прочность наплавляемого сплава равна или превышает прочность базового материала и объемный NDE выполняется на металле шва и зоне сплавления при сварке с теми же приемочными критериями, что и для базового металла.

Весь наплавляемый материал должен быть совместимым со скважинными флюидами, ингибирующими флюидами, нагнетательными

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

флюидами и т.д. в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, а также с базовым металлом фланца и материалом кольцевой прокладки (сварка, задиры и коррозия разнородных металлов).

В миллиметрах (дюймах)

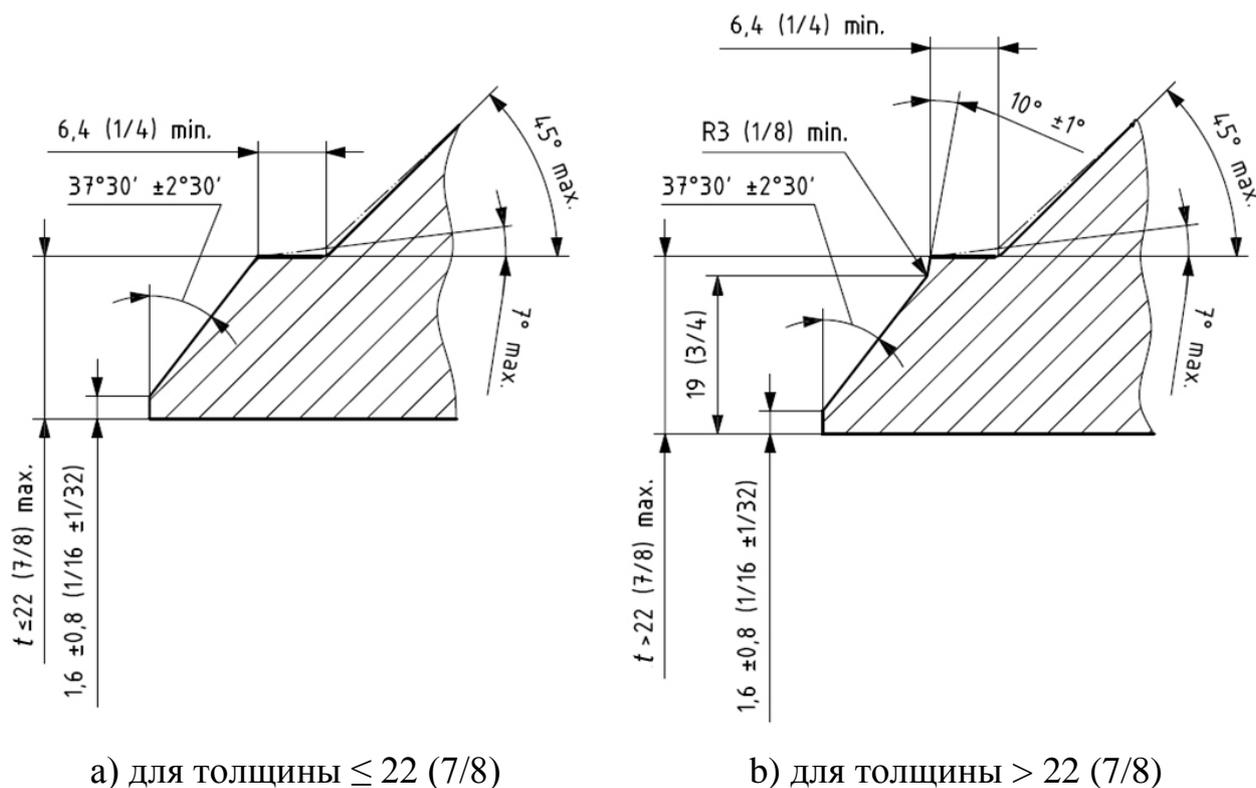


Рисунок 8 – Разделка приварного конца для фланцев с приварными шейками типа 17SS и 17SV

7.1.2.5 Вертлюжные фланцы — Тип 17SV для рабочего давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) или 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²)

7.1.2.5.1 Общие положения

Фланцы типа 17SV являются узлами из нескольких деталей, в которых фланцевая тарелка свободна для вращения вокруг втулки фланца. На шейке втулки выполняется удерживающая канавка для установки стопорной проволоки достаточного диаметра для удержания кольца на втулке в процессе хранения, погрузочно-разгрузочных работ и установки. Фланцы типа 17SV могут использоваться на оборудовании для подводного заканчивания скважин

там, где затруднительно или невозможно поворачивать какую-либо фланцевую втулку для центровки сопрягаемых болтовых отверстий. Фланцы типа 17SV сопрягаются со стандартными фланцами типа 6BX и 17SS с теми же размерами и номинальными давлениями.

Вертлюжные фланцы типа 17SV являются фланцами кольцевого соединительного типа, предназначенными для сборки торец-к-торцу. Усилия от сборки соединения и внешние нагрузки должны главным образом воздействовать на привалочный торец фланца.

7.1.2.5.2 Размеры

Размеры для фланцев типа 17SV должны соответствовать таблицам 11 – 14.

Размеры для разделки шейки по сварку должны соответствовать рисунку 8 и таблице 11.

Размеры для кольцевых канавок должны соответствовать таблицам 6 – 10.

7.1.2.5.3 Опорная поверхность фланца

Опорные поверхности фланцев должны быть полностью обработаны на станке. Опорная поверхность под гайку должна быть параллельна опорной поверхности фланца для прокладки в пределах 1° . Обратная опорная поверхность может быть полностью обработана на станке или частично обработана у болтовых отверстий. Толщина фланцев типа 17SS, втулок типа 17SV и вертлюжных колец после торцевой обточке должна соответствовать размерам в таблицах 7 – 8 и таблицах 11 – 14, в зависимости от конкретного случая. Толщина фланцев типа 6BX должна удовлетворять требованиям ИСО 10423.

7.1.2.5.4 Прокладки

Фланцы типа 6BX, 17SS и 17SV в оборудовании для подводного заканчивания скважин должны использовать прокладки типа BX или SBX в соответствии с 7.6. При сборке данных фланцев под водой, в соответствии с

документально оформленными техническими условиями изготовителя, должны использовать кольцевые прокладки типа SBX с внутренним поперечным перепускным отверстием для предупреждения захвата флюида между прокладкой и кольцевой канавкой в процессе сборки фланца.

7.1.2.5.5 Коррозионно-стойкие кольцевые канавки

Концевые и выходные фланцы, используемые при подводном заканчивании скважин, должны изготавливаться из коррозионно-стойких материалов или покрываться коррозионно-стойкими материалами с подтвержденной стойкостью к морской воде при заданных условиях эксплуатации. Выбранный материал должен быть также стойким к коррозии от внутреннего флюида. Кольцевые канавки ВХ с коррозионно-стойким покрытием должны соответствовать ИСО 10423.

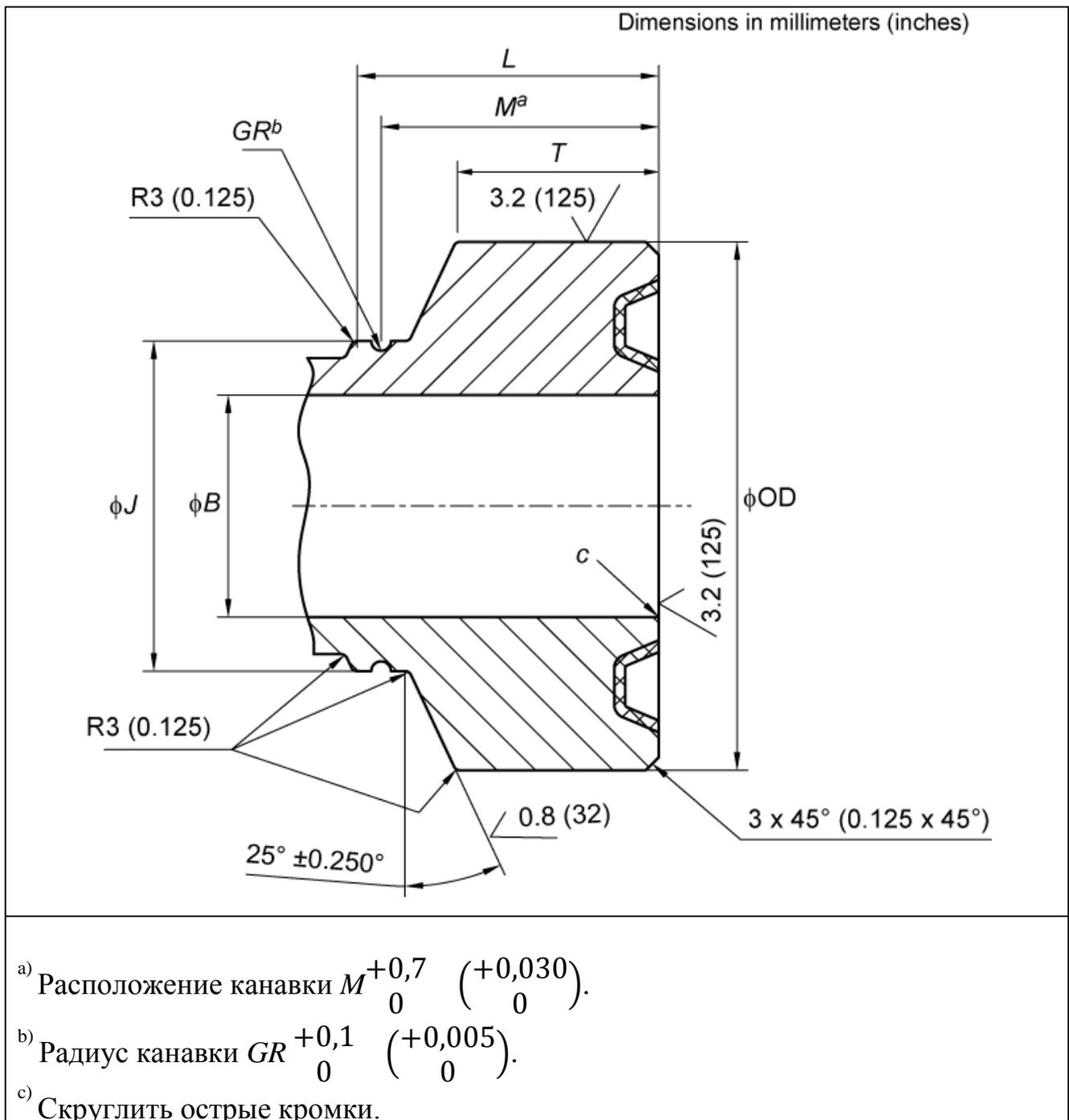
До нанесения наплавки подготовка кольцевых канавок ВХ должна соответствовать размерам указанных в таблице 10, в зависимости от применимых требований. Допустимо использование других видов подготовки под сварку при прочности наплавляемого сплава равной или превышающей прочность базового материала, а также объемный NDE выполняется на металле шва и зоне сплавления при сварке с теми же приемочными критериями, что и для базового металла. Наплавляемый материал должен быть совместимым со скважинным флюидом, ингибирующим флюидом, нагнетательными флюидами и т.д. в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, а также с базовым металлом фланца и материалом кольцевой прокладки (сварка, задир и коррозия разнородных металлов).

7.1.2.5.6 Материалы фланцев

Материалы фланцев должны соответствовать требованиям раздела 5, в зависимости от применимых требований, и должны использоваться материалы с минимальным пределом текучести 517 МПа (75 000 фунт/дюйм²) для фланцев типа 17SV для номинального рабочего давления 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²).

Таблица 11 – Размеры бугеля и проходного отверстия для фланцев типа 17SV для номинального рабочего давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²)

В миллиметрах (дюймах)



(Техническая поправка 1 к ИСО 13628-4:2010 от 15.06.2011)

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Размеры проходного отверстия и бугеля ^{а)}														
Номинальный размер и проходное отверстие		Наружный диаметр		Полная толщина		Большой диаметр шейки		Длина шейки		Расположение канавки		Радиус стопорного кольца		Номер кольцевой канавки
		<i>OD</i>		<i>T</i>		<i>J</i>		<i>L</i>		<i>M</i>		<i>GR</i>		
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	
52	2 1/16	128	5,031	29,5	1,166	93	3,656	84	3,282	74	2,907	3	0,125	152
65	2 9/16	147	5,781	29,5	1,166	112	4,406	84	3,282	74	2,907	3	0,125	153
78	3 1/8	160	6,312	29,5	1,166	126	4,938	88	3,432	78	3,067	3	0,125	154
103	4 1/16	194	7,625	30,5	1,197	159	6,250	96	3,757	86	3,382	3	0,125	155
130	5 1/8	240	9,380	36,0	1,410	197	7,755	121	4,732	111	4,357	3	0,125	169
179	7 1/16	272	10,700	41,5	1,622	231	9,075	141	5,541	127	4,979	5	0,188	156
228	9	340	13,250	41,5	1,622	296	11,625	156	6,113	141	5,551	5	0,188	157
279	11	415	16,250	42,0	1,654	372	14,625	162	6,932	162	6,370	5	0,188	158
346	13 5/8	524	20,625	47,52	1,871	489	19,000	182	7,150	168	6,614	5	0,188	160

а) Прочность материала бугеля должна быть равна или больше 517,1 МПа (75 000 фунт/дюйм²).

Таблица 12 – Базовые размеры тарелок и болтов для фланцев типа 17SV для номинального рабочего давления 34,5 МПа

В миллиметрах (дюймах)

	Допуски, мм (дюйм)
R – наружный диаметр: размеры от 2 1/16 до 5 1/8 дюйм	+ 2 (0,062)
R – наружный диаметр: размеры от 7 1/16 до 11 дюйм	+ 3 (0,125)
RL – длина тарелки	+3 (+0,125) 0 (0)
RT – глубина большего диаметра	+2 (+0,062) 0 (0)

<i>RJ1</i> – большой ID тарелки	$+1 \begin{pmatrix} +0,031 \\ 0 \end{pmatrix}$
<i>RJ2</i> – малый ID тарелки	$+1 \begin{pmatrix} +0,031 \\ 0 \end{pmatrix}$
<i>C</i> – фаска	$+0,3 \begin{pmatrix} +0,010 \\ 0 \end{pmatrix}$
Диаметр болта:размер от 2 1/16 до 7 1/16 дюйм	$+2,0 \begin{pmatrix} +0,060 \\ -0,5 \end{pmatrix}$
Диаметр болта:размер от 9 до 11 дюйм	$+2,5 \begin{pmatrix} +0,090 \\ -0,5 \end{pmatrix}$

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Окончание таблицы 12

Болты																		
Номинальный размер и проходное отверстие втулки		Наружный диаметр тарелки ^{a)}		Глубина LG ID		Большой ID тарелки		Малый ID тарелки		Длина тарелки		Фаска		Диаметр делительной окружности под болты		К-во болтов	Диаметр отверстий под болты	
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм		мм	дюйм
52	2 1/16	216	8,50	24,5	0,964	129,4	5,093	94,5	3,718	63	2,450	3	0,125	165,1	6,50	8	26	1,00
65	2 9/16	246	9,62	24,5	0,964	148,5	5,843	113,5	4,468	63	2,450	3	0,125	190,5	7,50	8	29	1,12
78	3 1/8	267	10,50	24,5	0,964	162,0	6,375	127	5,000	66	2,600	3	0,125	203,2	8,00	8	32	1,25
103	4 1/16	312	12,25	25,3	0,995	195,3	7,687	160,4	6,312	75	2,925	3	0,125	241,3	9,50	8	36	1,38
130	5 1/8	375	14,75	30,7	1,208	239,9	9,442	198,6	7,817	99	3,900	3	0,125	292,1	11,50	8	42	1,62
179	7 1/16	394	15,50	36,1	1,420	273,4	10,762	232,1	9,157	114	4,459	5	0,188	317,5	12,50	12	39	1,50
228	9	483	19,00	36,1	1,420	338,2	13,312	296,9	11,687	128	5,031	5	0,188	393,7	15,50	12	45	1,75
279	11	585	23,00	36,9	1,452	414,4	16,312	373,1	14,687	149	5,850	5	0,188	482,6	19,00	12	51	2,00
346	13 5/8	673	26,50	42,4	1,670	525,4	20,687	484,2	19,062	154	6,062	5	0,188	590,6	23,25	16	45	1,75

^{a)}Прочность материала тарелки должна быть равна или больше 517,1 МПа (75 000 фунт/дюйм²).

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Таблица 13 – Размеры втулки для фланцев типа 17SV для номинального рабочего давления 69 МПа

Размеры втулки ^{а)}														
Номинальный размер и проходное отверстие		Наружный диаметр		Полная толщина		Большой диаметр шейки		Длина шейки		Расположение канавки		Радиус стопорной канавки		Номер кольцевой прокладки
		OD		T		J		L		M		RG		
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	
46	1 13/16	115	4,500	29,5	1,166	82,6	3,250	84	3,282	74	2,907	3	0,125	151
52	2 1/16	130	5,000	29,5	1,166	95,3	3,750	84	3,282	74	2,907	3	0,125	152
65	2 9/16	150	5,800	29,5	1,166	115,6	4,550	84	3,302	75	2,927	3	0,125	153
78	3 1/16	175	6,930	30,5	1,197	144,3	5,680	93	3,666	84	3,291	3	0,125	154
103	4 1/16	215	8,437	33,3	1,310	178,0	6,812	109	4,277	99	3,902	3	0,125	155
130	5 1/8	225	9,960	38,1	1,500	211,7	8,335	121	4,732	111	4,357	3	0,125	169
179	7 1/16	350	13,660	42,0	1,653	305,7	12,035	158	6,204	143	5,641	5	0,188	156
228	9)	415	16,250	42,0	1,653	371,5	14,625	185	7,270	170	6,707	5	0,188	157
279	11)	480	18,870	51,7	2,035	438,0	17,245	207	8,153	193	7,591	5	0,188	158
346	13 5/8)	565	22,250	58,7	2,309	523,9	20,625	242	9,531	228	8,969	5	0,188	159

^{а)}Прочность материала втулки должна быть равна или больше 517,1 МПа (75 000 фунт/дюйм²).

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Таблица 14 – Базовые размеры тарелок и болтов для фланцев типа 17SV для номинального рабочего давления 69 МПа
В миллиметрах (дюймах)

		Допуски, мм (дюйм)
	<i>R</i> – наружный диаметр: размеры от 2 1/16 до 5 1/8 дюйм	+ 2 (0,062)
	<i>R</i> – наружный диаметр: размеры от 7 1/16 до 11 дюйм	+ 3 (0,125)
	<i>RL</i> – длина тарелки	+3 (+0,125) 0 (0)
	<i>RT</i> – глубина большого диаметра	+2 (+0,062) 0 (0)
	<i>RJ1</i> – большой ID тарелки	+1 (+0,031) 0 (0)
	<i>RJ2</i> – малый ID тарелки	+1 (+0,031) 0 (0)
	<i>C</i> – фаска	+0,3 (+0,010) 0 (0)
	Диаметр болта: размер от 2 1/16 до 7 1/16 дюйм	+2,0 (+0,060) -0,5 (-0,020)

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

						Диаметр болта: размер от 9 до 11 дюймов				+2,5 (+0,090) -0,5 (-0,020)		
Базовые размеры тарелки ^{a)}						Болты						
Большой ID тарелки		Малый ID тарелки		Длина тарелки		Фаска		Диаметр делительной окружности под болты		К-во болтов	Диаметр отверстий под болты	
<i>RJ1</i>		<i>RJ2</i>		<i>RL</i>		<i>C</i>		<i>BC</i>			мм	дюйм
мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм	дюйм	мм		
115,9	4,562	84,1	3,312	63	2,450	3	0,125	146,1	5,75	8	23	0,88
128,6	5,062	96,8	3,812	63	2,450	3	0,125	158,8	6,25	8	23	0,88
148,9	5,862	117,1	4,612	63	2,470	3	0,125	184,1	7,25	8	26	1,00
177,6	6,992	145,8	5,742	72	2,834	3	0,125	215,9	8,50	8	29	1,12
215,9	8,500	174,6	6,875	88	3,445	3	0,125	258,8	10,19	8	32	1,25
254,6	10,022	213,3	8,397	99	3,900	3	0,125	300,0	11,81	12	32	1,25
348,5	13,722	307,3	12,097	130	5,122	5	0,188	403,4	15,98	12	42	1,62
409,7	16,312	373	14,687	158	6,188	5	0,188	496,3	18,75	16	42	1,62
480,9	18,932	439,6	17,307	180	7,072	5	0,188	565,2	22,25	16	48	1,88
566,7	22,312	525,4	20,687	215	8,450	5	0,188	673,1	26,50	20	51	2,00

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

^{a)} Прочность материала тарелки должна быть равна или больше 517,1 МПа (75 000 фунт/дюйм²).

7.1.3 Испытание

Свободные фланцы, выполненные в соответствии с 7.1, не требуют гидростатического испытания до окончательной приемки.

7.2 Хомутовые соединения ИСО бугельного типа

Хомутовые соединения по стандарту API бугельного типа для использования на оборудовании для подводного заканчивания скважин должны соответствовать требованиям на размеры ИСО 13533. Концевые и выходные хомутовые бугели, используемые на оборудовании для подводного заканчивания скважин, должны иметь кольцевые канавки из коррозионно-стойких материалов или покрытые коррозионно-стойкими материалами.

Кольцевые канавки с коррозионно-стойким покрытием для хомутовых бугелей должны соответствовать ИСО 13533 (или рисунку 7 и таблице 6, если используются прокладки VX и SBX). В случае использования базового материала, совместимого со скважинными флюидами, морской водой, т.д., наплавки не требуются.

Примечание – В контексте настоящего положения API Spec 16A является эквивалентом ИСО 13533 (все части).

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.3 Резьбовые соединения

Свободные резьбовые фланцы и другие резьбовые концевые и выходные соединения не должны использоваться на оборудовании для подводного заканчивания скважин, работающего с добываемым флюидом, за исключением трубодержателей. Использование резьбовых фланцев допустимо на соединениях, не участвующих в добыче, таких как

нагнетательные трубопроводы, при наличии изолирующего клапана, а также болтового фланца или хомутового бугельного соединения на резьбовом фланце со стороны устьевого елки. Допустимо использование цельных резьбовых соединений, таких как соединения контрольно-измерительной аппаратуры, испытательные порты и нагнетательные/контрольные соединения для размеров до 25,4 мм (1,00 дюйм), используя их при надлежащем номинальном рабочем давлении, определенном в таблице 2 и ИСО 10423, и размещая после первого бокового клапана. При использовании резьбовых соединений до первого бокового клапана, на резьбовом фланце со стороны устьевого елки должен быть установлен изолирующий клапан, а также болтовой фланец, хомутовое бугельное соединение или сварное соединение, определенное в 7.20.2.6. Допустимо использование резьбовых спускных/смазочных/нагнетательных фитинги до первого бокового клапана без изолирующего клапана и фланца/хомутового бугельного соединения, при условии обеспечения как минимум двух барьеров на давление между добываемым флюидом и окружающей средой. Уплотнительные участки должны выполняться из коррозионно-стойких материалов.

Резьбовые соединения, используемые на оборудовании для подводного заканчивания скважин, рассматриваемые в настоящей части стандарта, должны соответствовать требованиям 5.1.2.1.7.

7.4 Другие концевые соединители

На оборудовании для подводного заканчивания скважин допускается использование других нестандартных концевых соединителей, таких как несоосные соединители, фланцы не отвечающие требованиям ИСО, шаровые соединения, шарнирные гибкие компоновки или инструментальные/контрольные фланцы, если эти соединители были спроектированы, документально оформлены и испытаны в соответствии с требованиями, установленными в разделе 5.

Материалы ОЕС должны удовлетворять требованиям, как указано в 5.2 и 5.3. В случае использования в основном уплотнении соединителя не типа металл-к-металлу, должны быть обеспечены дополнительные уплотнения. ОЕС, используемые на оборудовании для подводного заканчивания скважин, должны иметь уплотнительные поверхности, включающие уплотнения металл-к-металлу, и покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. В случае использования коррозионно-стойкого базового материала, наплавки не требуются.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.5 Шпильки, гайки и болтовое крепление

7.5.1 Общие положения

При выборе материала шпилек, гаек и болтового крепления, а также покрытий/плакировок, необходимо учитывать хлоридное растрескивание под напряжением в морской воде и коррозионную усталость. Необходимо также учитывать водородное охрупчивание, возникающее из-за использования систем катодной защиты. Необходимо принимать во внимание влияние покрытий на системы катодной защиты.

Некоторые высокопрочные материалы для болтового крепления могут быть непригодными для работы в морской воде (см. 5.1.3.5)

7.5.2 Шпильки и гайки ИСО

Требования к шпилькам и гайкам применимы только для используемых в концевых и выходных соединениях. Такие шпильки и гайки, используемые

на оборудовании для подводного заканчивания скважин, рассматриваемые в настоящей части стандарта, должны соответствовать ИСО 10423.

7.5.3 Другие шпильки, гайки и болтовые крепления

Другие шпильки, гайки и болтовые крепления, используемое на оборудовании, должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

7.5.4 Анतिकоррозионное покрытие/плакировка

Необходимо избегать использования покрытий, отрицательно воздействующих на окружающую среду или являющихся гальванически активными. Необходимо контролировать соответствие потенциально опасных покрытий местному законодательству.

7.5.5 Требования к крутящему моменту свинчивания

Требования к свинчиванию должны соответствовать требованиям указанным в 5.1.3.5.

Шпильки, гайки и другие запорные болтовые крепления для подводных условий работы, как правило, изготавливаются с антикоррозионными покрытиями/плакировкой, что может существенно повлиять на коэффициент трения между шпилькой и гайкой. Изготовители должны документально оформлять рекомендуемое растяжение (или крутящий момент) при свинчивании для их крепежных деталей с использованием таблиц, аналогичных приведенным в приложении G.

Рекомендуется использование откалиброванного оборудования для приложения крутящего момента или растяжения к болту для обеспечения надлежащего растяжения от свинчивания.

7.6 Кольцевые прокладки

7.6.1 Общие положения

В 7.6 рассматриваются кольцевые прокладки типа SBX для использования с фланцевыми соединениями по стандарту ИСО типа 6BX, 17SS и 17SV, и с хомутовыми соединениями ИСО 13533, используемыми на

оборудовании для подводного заканчивания скважин. Прокладки типа SBX вентилируются для предупреждения блокировки давления при подводной сборке соединений.

Допустимо использование невентилируемых прокладок типа ВХ в соединениях, собираемых на суше.

Другие фирменные прокладки должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Несмотря на то, что позиционирование кольцевых прокладок в их сопрягаемых канавках зачастую вызывает проблемы при подводной сборке фланцев/хомутовых бугельных соединений, смазка не должна использоваться для позиционирования кольцевых прокладок в процессе сборки, т.к. смазка в состоянии помешать надлежащему затягиванию прокладки. Аналогично, не должны использоваться прихваточные приварные стержни к ОД уплотнительных колец (для упрощения позиционирования колец в процессе сборки) на прокладках для подводных работ. Вместо этого При необходимости удержания прокладки в одном положении в процессе сборки допустимо использование инструментов для установки прокладок.

7.6.2 Конструкция

7.6.2.1 Размеры

Кольцевые прокладки типа SBX должны соответствовать размерам, качеству обработки поверхности и допускам, представленным в таблице 6 и ИСО 10423.

7.6.2.2 Перепускное отверстие

Каждая прокладка ВХ должна иметь одно перепускное отверстие, просверленное по ее высоте, как показано в ИСО 10423.

Кольцевые канавки типа ВХ непригодны для соединений, которые будут соединяться под водой, так как флюид, захваченный в кольцевой канавке, может помешать надлежащей сборке. Должны использоваться вентилируемые кольцевые прокладки типа SBX вместо прокладок типа ВХ

на фланцевых соединениях по стандарту ИСО, собираемых под водой в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Кольцевые прокладки типа SBX должны соответствовать таблице 6.

В случае использования другие концевые соединители на оборудовании, соединяющемся под водой в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, необходимо использовать средства для обеспечения сброса захваченного давления между прокладкой и соединителем.

7.6.2.3 Повторное использование прокладок

Кольцевые прокладки по стандарту ИСО не должны использоваться повторно, за исключением испытательных целей.

7.6.3 Материалы

7.6.3.1 Материалы кольцевых прокладок

Кольцевые прокладки, используемые для фланцевых соединений, работающих под давлением, и подводных хомутовых соединений должны изготавливаться из коррозионно-стойких материалов. Материал прокладок должен соответствовать требованиям ИСО 10423.

7.6.3.2 Покрытия и плакировки

Толщина покрытий и плакировок, используемых на кольцевых прокладках по стандарту ИСО для обеспечения уплотнения при минимизации возможности задиров, не должна превышать 0,01 мм (0,0005 дюйма). Необходимо избегать использования покрытий, отрицательно воздействующих на окружающую среду или являющихся гальванически активными. Для покрытий, которые могут быть опасными, необходимо контролировать их соответствие местному законодательству.

7.7 Направляющее основание для заканчивания скважины

7.7.1 Общие положения

Направляющее основание для заканчивания скважины (СГВ) аналогично по своим функциям стационарному направляющему основанию, используемому на подводном устьевом оборудовании. СГВ крепится к корпусу головки кондуктора (после снятия РГВ) или к соединителю трубной головки (таким же образом как направляющая рама устьевого елки крепится к соединителю подводной устьевого елки). Это обеспечивает одинаковое направление для оборудования для бурения и заканчивания скважин (ВОР, эксплуатационная елка, спуско-подъемные инструменты), а также обеспечивает посадку и структурную опору для вспомогательного оборудования, такого как дистанционные соединения ОЕС выкидных трубопроводов. СГВ обеспечивает направление для ВОР и подводной устьевого елки на подводном устьевом оборудовании или трубной головке, используя методы с направляющими канатами или без них. Оно также не должно препятствовать работе установки блока ВОР. Должны учитываться возможность доступа для ROV и удаление шлама.

Направление и ориентация относительно другого подводного оборудования должны соответствовать требованиям, указанным в 7.15.2.1.

Руководство по проектированию и соответствующему испытанию под нагрузкой должно удовлетворять требованиям указанным в 5.1.3.6.

7.7.2 Конструкция

7.7.2.1 Нагрузки

При проектировании СГВ изготовителю необходимо учитывать и документально оформлять следующие нагрузки:

- натяжение направляющих канатов;
- натяжение выкидных трубопроводов, нагрузки при соединении, установке и эксплуатационные нагрузки (см. 7.18.2.2.1);
- соединительные нагрузки при доступе к кольцевому пространству;
- от окружающей среды;

- нагрузки при установке (включая подвешивание кондуктора на спайдерных балках);
- нагрузки от случайного зацепления;
- нагрузки ВОР и устьевого елки;
- ударные нагрузки ROV;
- подводное крепление (при удержании на спайдерных балках).

7.7.2.2 Размеры

Размеры СGB должны соответствовать размерам, приведенным в 7.15.2.1 и 8.3.2 и показанным на рисунке 9 а), если система ориентации не требует более жестких допусков.

7.8 Соединители устьевого елки и трубные головки

7.8.1 Общие положения

7.8.1.1 Рассматриваемое оборудование

Размеры СGB должны соответствовать размерам, приведенным в 7.15.2.1 и 8.3.2 и показанным на рисунке 9 а), если система ориентации не требует более жестких допусков.

7.8.1.2 Соединители катушек трубных головок/устьевых елок

Обычно используются три типа соединителей катушек трубных головок/устьевых елок:

- гидравлические с дистанционным управлением;
- механические с дистанционным приводом;
- механические, приводимые в действие водолазом/ROV.

Соединители должны проектироваться в соответствии с размером, номинальным давлением и типом конфигурации подводного устьевого оборудования, к которому они будут присоединяться (см. таблицу 15). Соединители катушек/устьевых елок должны соответствовать максимальным стандартным номинальным значениям давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) и 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²), в зависимости от применимых требований.

Проверочное испытание корпуса должно проводиться при 1,5 значения номинального давления. Для проектных и установочных предварительных нагрузок необходимо учитывать возможность более высокого давления от утечки уплотнительного переводника SCSSV в галерее внутри соединителя устьевого елки.

Соединитель устьевого елки может быть отдельным узлом или может быть выполнен заодно с клапанным блоком ХТ.

Таблица 15 – Системы скважинного оборудования – Стандартные размеры и типы

Система обозначения		Рабочее давление корпуса высокого давления		Минимальный вертикальный канал	
мм – МПа	дюйм; фунт/дюйм ²	МПа	фунт/дюйм ²	мм	дюйм
476 – 69	18 3/4; 10 000	69,0	10 000	446	17,56
476 – 103	18 3/4; 15 000	103,5	15 000	446	17,56
425 – 35	16 3/4; 5 000	34,5	5 000	384	15,12
425 – 69	16 3/4; 10 000	69,0	10 000	384	15,12
527 – 540 – 14	20 3/4; 21 1/4; 2 000	13,8	2 000	472	18,59
346 – 69	13 5/8; 10 000	69,0	10 000	313	12,31
540 – 35	21 1/4; 5 000	34,5	5 000	472	18,59
346 – 103	13 5/8; 15 000	103,5	15 000	313	12,31
476 – 69	18 3/4; 10 000	69,0	10 000	446	17,56
346 – 103	13 5/8; 15 000	103,5	15 000	313	12,31

7.8.1.3 Трубные головки

7.8.1.3.1 Использование

Трубные головки обычно используются для обеспечения:

- перехода между устьевым оборудованием и устьевыми елками, изготовленными различными изготовителями оборудования;
- перехода между устьевым оборудованием и устьевыми елками, имеющими различные размеры и/или номинальные значения давления;
- поверхности для установки и герметизации трубодержателя НКТ, если устьевое оборудование повреждено или не рассчитано на сопряжение с трубодержателем;
- возможности крепления какого-либо направляющего оборудования к подводному устьевому оборудованию.

7.8.1.3.2 Типы, размеры и номинальные значения давления

При проектировании трубной головки должны соблюдаться размеры, номинальные значения давления и типы профилей в соответствии с ее верхними и нижними соединениями. Верхними соединениями обычно являются соединения бугельного или шпindelного типа, которые должны сопрягаться с соединителем устьевой елки. Нижнее соединение должно сопрягаться с устьевым оборудованием. Трубная головка и соединитель могут изготавливаться как единый узел. Трубные головки должны соответствовать стандартным номинальным значениям давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²), в зависимости от применимых требований. Контрольное испытание корпуса должно проводиться при 1,5 значения номинального давления. Когда трубная головка и соединитель изготавливаются как единый узел, значение номинального давления должно применяться для всего узла в целом.

7.8.2 Конструкция

7.8.2.1 Нагрузки/условия

Как минимум, при проектировании соединителя устьевой елки и трубной головки изготовитель должен рассматривать и документально оформлять следующие параметры нагружения/условия:

- внутреннее и наружное давление;
- разделительные нагрузки от давления, которые должны базироваться на наихудшем случае уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре);
- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- нагрузки растяжения и изгиба райзера (буровой райзер и/или райзер для заканчивания скважин);
- нагрузки от окружающей среды;
- нагрузки от случайного зацепления;
- сопротивление усталости;
- вибрация;
- механические (ударные) нагрузки при установке;
- упорные нагрузки и/или нагрузки предварительного нагружения стыковочного соединителя выкидного трубопровода/гидравлической соединительной муфты;
- тепловое расширение (захваченные флюиды, разнородные металлы);
- нагрузки ВОР;
- нагрузки устьевой елки;
- нагрузки выкидных трубопроводов;
- установка/работы в скважине;
- дополнительное натяжение;
- коррозия.

7.8.2.2 Нагрузка/несущая способность

Изготовитель должен указать нагрузки/условия, на которые было рассчитано оборудование.

7.8.2.3 Давление приводных механизмов

Соединители устьевых елок и трубных головок с гидравлическими приводными механизмами должны быть способны работать при гидравлическом давлении отсоединения как минимум кратном 1,25 гидравлического RWP в случае, когда недостаточно нормального рабочего давления. Изготовитель должен документально оформить нормальное и максимальное значения рабочего давления. Конструкция соединителя должна обеспечивать усилия разъединения больше, чем усилие соединения. Обязанностью изготовителя является документальное оформление значений давления и усилия соединения и разъединения.

7.8.2.4 Дублирующий метод отсоединения

Соединители устьевых елок и трубных головок с гидравлическими приводными механизмами должны проектироваться с дублирующим методом отсоединения. Трубопровод гидравлической линии управления открытием и закрытием должен предусматривать ROV/оперативное стыковочное устройство/ изоляционный клапан или располагаться вместе с обводным трубопроводом (для отрезания линий водолазом/ROV) для сброса давления, если необходимо, для возможности приведения в действие дублирующего отсоединения.

7.8.2.5 Индикация позиционирования

Дистанционно управляемый соединитель устьевой елки и/или соединители трубных головок должны быть оборудованы внешним индикатором позиционирования, удобным для наблюдения водолазом/ROV.

7.8.2.6 Требование к самоблокировке

Гидравлические соединители устьевых елок и трубных головок должны проектироваться таким образом, чтобы не допускать разъединения из-за потери гидравлического давления блокировки. Это может быть достигнуто с использованием или дублированием механизма самоблокировки (такого как конструкция блокирующего сегмента под ключ) или других апробированных средств. Конструкция механического

блокирующего устройства должна обеспечивать разблокировку в случае неисправности. Конструкция соединителя и механического устройства блокировки должна обеспечить блокировку в наихудшем случае сочетания допусков на размеры блокирующего механизма.

7.8.2.7 Наплавка уплотнительных поверхностей

Уплотнительные поверхности соединителей устьевых елок и трубных головок, которые соединяют уплотнения металл-к-металлу, должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. В случае использования базового материала, совместимого со скважинными флюидами, морской водой, т.д., наплавки не требуются, например CRA материал. Конструкция в соответствии с техническими условиями изготовителя.

7.8.2.8 Испытание уплотнений

Должны быть предусмотрены средства для испытания основных уплотнений в полостях соединителя при номинальном рабочем давлении соединителя устьевой елки/катушки или трубной головки, учитывая более низкое из них.

7.8.2.9 Замена уплотнения

Конструкция должна позволять легко и безопасно заменять основное уплотнение или стыковочный переводник.

7.8.2.10 Гидравлическая пробка

Конструкция должна обеспечивать предотвращение противодействия захваченного флюида установке соединителя.

7.8.2.11 Материалы

Материалы должны соответствовать требованиям, как указано в 5.2.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец

должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.8.3 Испытания

7.8.3.1 Общие положения

К механическим и гидравлическим соединителям применяются процедуры испытаний, указанные в 7.8.3.2.

7.8.3.2 Заводское приемочное испытание

После окончательной сборки соединитель должен быть испытан на надлежащее функционирование и сопряжение в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя с использованием сопрягаемого оборудования или соответствующего испытательного устройства. Функциональное испытание должно проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для проверки основных и дублирующих рабочих и разъединительных механизмов, механизмов перехода с автоматического на ручное управление и блокирующих механизмов. Испытание должно подтвердить, что фактические рабочие усилия/давления находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

Гидравлически управляемые соединители должны иметь свой внутренний гидравлический контур, поршень (поршни) и цилиндрическую полость (полости), испытанные на гидростатическое давление для подтверждения их конструктивной целостности. Давление испытания должно быть не менее 1,5 гидравлического RWP соединителя. Видимые утечки не допускаются. Минимальный период выдержки для гидростатического испытания приводного механизма гидравлического соединителя составляет 3 мин.

7.9 Стыковочные/уплотнительные переводники для устьевой елки вертикального типа

7.9.1 Общие положения

Стыковочные/уплотнительные переводники обеспечивают контуры, работающие под давлением и регулирующие давление, между двумя дистанционно сопряженными подводными компонентами в пределах устьевого елки/трубной головки (например, клапанный блок и трубодержатель). Стыковочные/уплотнительные переводники используются на эксплуатационном (нагнетательном) канале, кольцевом канале, гидравлических соединительных муфтах, управляющих линиях SCSSV и скважинных линиях нагнетания химических реагентов. Корпус электрического прохода (проходов) должен также рассматриваться, как и стыковочный переводник, относительно проектных требований описанных в 7.9. Стыковочные/уплотнительные переводники должны рассматриваться, как работающие под давлением, если разрушение их планируемой уплотнительной способности приводит к проникновению скважинного флюида в окружающую среду. Стыковочные/уплотнительные переводники должны рассматриваться, как регулирующие давление, если имеется как минимум один дополнительный уплотнительный барьер между стыковочным/уплотнительным переводником и окружающей средой.

Необходимо обеспечить соответствие стыковочных переводников и уплотнительных переводников максимальным значениям номинального давления 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) и 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²), которые рассматриваются в настоящей части стандарта, в эксплуатационном и кольцевом канале. Должно также учитываться влияние наружного давления, воздействующего на стыковочные и уплотнительные переводники, на их конструкцию, вплоть до номинального давления устьевого елки, номинального давления любого уплотнительного переводника в кольцевом пространстве снаружи уплотнительного стыковочного устройства или гипербарического номинального давления, какое из них больше. Стыковочные или уплотнительные переводники, используемые для транспортировки управляющего флюида SCSSV или

нагнетаемых химических реагентов, должны нормироваться на рабочее давление, равное или большее, чем управляющее давление SCSSV или давление нагнетания, соответственно, какое из них выше, и ограничиваться 17,2 МПа (2 500 фунт/дюйм²) плюс RWP устьевой елки. Проверочное испытание должно проводиться при кратном 1,0 значении номинального давления стыковочного/уплотнительного переводника, если стыковочный/уплотнительный переводник регулирует давление, и кратном 1,5 значения номинального давления стыковочного/уплотнительного переводника, если стыковочный/уплотнительный переводник работает под давлением. Испытания рабочего давления должны проводиться при номинальном давлении уплотнительного переводника и его флюидного прохода. Галереи снаружи стыковочного/уплотнительного переводника должны испытываться при наиболее высоком номинальном давлении стыковочного/уплотнительного переводника в этой галерее, если не предусмотрены средства для сброса давления из галереи, в этом случае галерея должна испытываться при номинальном значении рабочего давления сопряжения.

7.9.2 Конструкция

7.9.2.1 Нагрузки/условия

При проектировании стыковочных/уплотнительных переводников изготовителем должны рассматриваться и документально оформляться, как минимум, следующие параметры нагружения/условий:

- внутреннее и наружное давление;
- разделительные нагрузки;
- изгибающие нагрузки при установке;
- тепловое расширение;
- коррозия;
- задираание.

7.9.2.2 Конструкция уплотнения

Уплотнительный механизм может быть уплотнением типа металл-к-металлу или резервным неметаллическим уплотнением. В конструкции необходимо предусмотреть простую и безопасную замену уплотнения. Коррозионно-стойкий материал должен использоваться для конструкций уплотнительных переводников металл-к-металлу и рекомендуется для конструкций резервных неметаллических уплотнений.

7.9.2.3 Исключение шлама

В конструкции необходимо предусмотреть влияние или исключить попадание шлама на сопряжение стыковочного/уплотнительного переводника.

7.10 Клапаны, клапанные блоки и приводные механизмы

7.10.1 Обзор

7.10.1.1 Общие положения

В 7.10 рассматриваются клапаны, клапанные блоки и приводные механизмы, используемые на подводных устьевых елках. Здесь приводится информация относительно стандартов, устанавливающих требования к эксплуатационным характеристикам.

7.10.1.2 Клапаны с фланцевыми патрубками

Клапаны, имеющие фланцевые концевые соединения по стандарту ИСО, должны использовать цельные, шпилечные фланцы или фланцы с приварной шейкой, как указано в 7.1.

Для установок, имеющих концевые и выходные соединения с различными номинальными значениями давления, классификация детали, работающей под давлением, с наименьшим номинальным давлением, должна быть классификацией установки.

7.10.1.3 Клапаны других концевых соединителей

Соединения хомутового типа должны соответствовать ИСО 13533. ОЕС должны соответствовать 7.4.

Примечание - В контексте настоящего положения API Spec 16A является эквивалентом ИСО 13533 (все части).

7.10.2 Конструкция

7.10.2.1 Клапаны и клапанные блоки

7.10.2.1.1 Общие положения

Клапаны и клапанные блоки, используемые в проходных каналах подводных устьевых елок и трубной обвязке устьевой елки, должны соответствовать применимым требованиям к размерам проходного канала ИСО 10423. Другие размеры клапанов и клапанных блоков должны соответствовать требованиям, как указано в 7.1–7.6.

Если нижнее концевое соединение устьевой елки, которое сопрягается с соединителем устьевой елки, герметизирует управляющие линии SCSSV, которые имеют более высокое значение номинального давления, чем значение номинального давления устьевой елки, то конструкция должна учитывать влияние линии, контролирующей утечку, или уплотнительного переводника, если только не предусмотрен предохранительный сброс, как указано в 5.1.2.1.1. Проверочное испытание концевых соединений и корпуса должно проводиться при 1,5-кратном RWP.

Для клапанов и клапанных блоков, используемых при TFL операциях, конструкция должна соответствовать ИСО 13628-3 для систем TFL.

Следует учитывать необходимость включения систем водолазного/ROV перехода с автоматического на ручное управление, в частности в вертикальном проходе для облегчения работ в скважине в случае нарушения гидравлического управления.

Устройства сальниковой набивки/смазки, если включены, должны удовлетворять требованиям, как указано в 7.3.

7.10.2.1.2 Клапаны

Для всех типов клапанов применимо следующее:

а) клапаны должны иметь свою эксплуатационную классификацию, как указано в разделе 5, относительно номинального давления, температуры и класса материала. Дополнительно, подводные предохранительные клапаны (USV) должны классифицироваться для работы в условиях пескопроявления (PR2 класс II), как определено в ИСО 10423;

б) клапаны для работы под водой должны проектироваться с учетом влияния наружного гидростатического давления и окружающей среды, а также условий внутреннего флюида;

в) изготовители подводных клапанов должны документально оформлять проектные и рабочие параметры клапанов, как указано в таблице 16;

г) должны быть выполнены измерения для обеспечения того, чтобы исключить наличие заусенцев или высадок у проходных отверстий задвижек и седел, которые могут повредить поверхности задвижек и седел или препятствовать прохождению инструментов на кабеле или системе TFL.

Таблица 16 – Проектные и рабочие параметры клапанов и приводных механизмов

А	Клапан
1	Номинальный размер проходного канала
2	Рабочее давление
3	Класс эксплуатации
4	Температурная классификация
5	Тип и размер соединений
6	Ход клапана
7	Общие наружные размеры и масса
8	Номинальный класс материала

9	Положение при отказе (открытое, закрытое, в рабочем положении) ^{a)}
10	Односторонний или двусторонний
11	Тип индикатора положения (визуальный, электрический, т.д.)
В	Приводной механизм
1	Минимальное гидравлическое рабочее давление
2	Максимальное гидравлическое рабочее давление
3	Температурная классификация
4	Объем вытеснения приводного механизма
5	Количество оборотов открытия/закрытия клапана ^{b)}
6	Требуемое усилие или крутящий момент перехода с автоматического на ручное управление ^{b)}
7	Максимальное усилие или крутящий момент перехода с автоматического на ручное управление ^{b)}
8	Максимальная скорость перехода с автоматического на ручное управление ^{b)}
9	Общие наружные размеры и масса
10	Тип и класс перехода с автоматического управления на ручное (в соответствии с ИСО 13628-8) ^{b)}
11	Изготовитель и номер модели клапанов, для которых предназначен приводной механизм
С	Компоновка клапан/гидравлический приводной механизм
1	Номинальная максимальная глубина воды
<p>При номинальной максимальной глубине воды компоновки и номинальном максимальном давлении в канале, гидравлическое давление приводного механизма в МПа (фунт/дюйм²) при следующих положениях</p>	

клапана:	
2	Начало открытия от предшествующего закрытого положения
3	Полностью открытый
4	Начало закрытия от предшествующего открытого положения
5	Полностью закрытый
При номинальной максимальной глубине воды компоновки и давлении в канале 0 МПа (фунт/дюйм ²), гидравлическое давление приводного механизма, выраженное в мегапаскалях (фунтах на квадратный дюйм), в при следующих положениях клапана:	
6	Начало открытия от предшествующего закрытого положения
7	Полностью открытый
8	Начало закрытия от предшествующего открытого положения
9	Полностью закрытый
<p>^{a)} Где применимо.</p> <p>^{b)} Если оборудован ручным или ROV переходом с автоматического на ручное управление.</p>	

7.10.2.1.3 Клапанные блоки

Клапанные блоки должны удовлетворять проектным требованиям, как указано в 6.1 и ИСО 10423.

Двухствольный клапанный блок должен удовлетворять целям проектных требований, приведенным в ИСО 10423. В таблице 17 указываются расстояния между центрами для двухствольных параллельных клапанных блоков, спроектированных в соответствии с настоящей частью стандарта. Для этих клапанных блоков отсутствуют конкретные требования к размерам торце-к-торцу или выходным каналам.

Другие конфигурации многоканальных клапанных блоков должны удовлетворять целям проектных требований, приведенным в ИСО 10423.

Таблица 17 – Расстояние между центрами проходных каналов для двухствольных параллельных клапанных блоков

Размер клапана, мм (дюйм)	Расстояние между центрами проходных каналов клапана, мм (дюйм)	Расстояние от центра наибольшего канала до центра корпуса блока, мм (дюйм)
34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм ²)		
52 x 52 (2-1/16 x 2-1/16)	90,09 (3,547)	45,06 (1,774)
65 x 52 (2-9/16 x 2-1/16)	90,09 (3,547)	41,91 (1,650)
79 x 52 (3-1/8 x 2-1/16)	116,28 (4,578)	51,00 (2,008)
103 x 52 (4-1/16 x 2-1/16)	115,90 (4,563)	44,45 (1,750)
130 x 52 (5-1/8 x 2-1/16)	114,30 (4,500)	0,0
69,0 МПа (10 000 фунт/дюйм ²)		
52 x 52 (2-1/16 x 2-1/16)	90,17 (3,550)	45,05 (1,774)
65 x 52 (2-9/16 x 2-1/16)	101,60 (4,000)	47,63 (1,875)
78 x 52 (3-1/16 x 2-1/16)	128,27 (5,050)	64,10 (2,524)
103 x 52 (4-1/16 x 2-1/16)	127,00 (5,000)	41,28 (1,625)
130 x 52 (5-1/8 x 2-1/16)	146,05 (5,750)	0,0
103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм ²)		
52 x 52 (2-1/16 x 2-1/16)	90,17 (3,550)	45,05 (1,774)
65 x 52 (2-9/16 x 2-1/16)	101,60 (4,000)	47,63 (1,875)
78 x 52 (3-1/16 x 2-1/16)	128,27 (5,050)	64,10 (2,524)

103 x 52 (4-1/16 x 2-1/16)	139,70 (5,500)	28,58 (1,125)
130 x 52 (5-1/8 x 2-1/16)	171,45 (6,750)	0,0

Центры расположения подготовок под уплотнения каналов должны находиться в пределах 0,13 мм (0,005 дюйма) их номинального положения относительно центра корпуса блока или уплотнения концевое соединения корпуса блока. Каналы должны быть в пределах 0,25 мм (0,010 дюйма) полного показания индикатора относительно центров подготовки под уплотнение канала.

7.10.2.1.4 Материалы

Материалы должны соответствовать требованиям, как указано в 5.2. Уплотнительные поверхности, которые соединяют уплотнения металл-к-металлу, должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой ит.д. Наплавки не требуются, если базовый материал совместим со скважинными флюидами, морской водой ит.д. Требования к обработке уплотнительных поверхностей, работающих под давлением описаны в 7.1.2.5.5.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.10.2.2 Приводные механизмы

7.10.2.2.1 Рассматриваемое оборудование

В 7.10.2.2 рассматриваются механические и гидравлические приводные механизмы.

7.10.2.2.2 Общие положения

К конструкциям приводных механизмов подводных клапанов применимы следующие требования:

а) конструкция должна учитывать обрастание морскими организмами, загрязнение, гидравлический рабочий флюид и, если контактирует, скважинный флюид;

б) усилие открытия и закрытия подводного приводного механизма должно быть достаточным для управления подводным клапаном, когда клапан находится в наиболее тяжелых проектных рабочих условиях без превышения 90 % гидравлического рабочего давления, как определено в перечислении с) 7.10.2.2.2. Это требование предназначено для обеспечения того, что приводной механизм рассчитан для надлежащей работы с источником гидравлической мощности при FAT и SIT без давления (внешней окружающей среды и гидростатического напора), связанного с глубиной воды;

с) подводные приводные механизмы, рассматриваемые в настоящей части стандарта, должны проектироваться изготовителем для удовлетворения номинального значения гидравлического управляющего давления в соответствии с техническими условиями изготовителя;

д) в дополнение к требованию, указанным в перечислении с) 7.10.2.2.2, подводный приводной механизм должен проектироваться для управления подводным клапаном, когда клапан находится в наиболее тяжелых проектных условиях и при гидравлическом давлении (давлениях), связанном с наиболее тяжелой планируемой последовательностью операций клапана (клапанов), который соединен с обычным питающим шлангокабелем. Это подразумевает, что приводной механизм должен быть способным обеспечить, что закрытые при отказе (или открытые при отказе, или в рабочем положении при отказе) клапаны сохраняют свое положение (возврат в исходное положение) при отказе и, соответственно, выполняют команду установить клапан в заданное положение на всем диапазоне подаваемого

гидравлического давления, создаваемого тяжелой последовательностью рабочих операций из-за очень большого удаления (между источником гидравлической мощности и приводным механизмом), снижения подачи аккумулятора или многочисленных клапанных/функциональных операций, т.д.

7.10.2.2.3 Ручные приводные механизмы

К ручным приводным механизмам применяются следующие требования:

а) при проектировании ручного приводного механизма должна учитываться возможность для работы водолазов, ADS и/или ROV. Ручные клапаны должны быть пригодными для эксплуатации водолазами и/или ROV. Клапан должен быть защищен от приложения чрезмерного крутящего момента;

б) изготовители ручных приводных механизмов или устройств перевода с автоматического на ручной режим управления для подводных клапанов должны документировать требования по техническому обслуживанию, количеству оборотов для открытия, рабочему крутящему моменту, максимальному допустимому крутящему моменту или соответствующему линейному усилию для привода;

в) клапаны должны поворачиваться против часовой стрелки для открытия и по часовой стрелке для закрытия, если смотреть со стороны конца штока для клапанов, закрывающихся при отказе системы управления;

г) приспособления для работы с приводными механизмами ручных клапанов должны соответствовать требованиям ИСО 13628-8 или ИСО 13628-9 в зависимости от предполагаемого использования.

7.10.2.2.4 Гидравлические приводные механизмы

К гидравлическим приводным механизмам применимы следующие требования:

а) гидравлические приводные механизмы должны проектироваться для определенного клапана или определенной группы клапанов;

б) гидравлические приводные механизмы должны иметь систему отверстий для промывки гидравлического цилиндра;

в) гидравлические приводные механизмы должны проектироваться для работы без повреждения клапана или приводного механизма (в рамках, когда какое-либо другое функциональное требование не выполняется), когда давление гидравлического приводного механизма (в пределах его номинального рабочего давления) прикладывается или сбрасывается при любых условиях давления проходного канала клапана, или остановки движения уплотнительного механизма проходного канала клапана в любом промежуточном положении;

г) в конструкции приводного механизма должно учитываться влияние наружного гидростатического давления при максимальной номинальной глубине воды, определенной изготовителем, и RWP клапана;

д) ручные устройства перевода с автоматического на ручное управление, если имеются, должны соответствовать следующим требованиям;

– устройство перевода с автоматического на ручное управление поворотного типа должно поворачиваться против часовой стрелки для открытия, если смотреть со стороны конца штока для клапанов, закрывающихся при отказе системы управления;

– устройство перевода с автоматического на ручное управление вытягивающе-нажимного типа должно открывать клапан при нажатии на устройство для клапанов, закрывающихся при отказе системы управления;

е) для клапанов, закрывающихся при отказе системы управления, изготовитель должен документально оформить метод и процедуры для перевода с автоматического управления на ручное;

g) во все типы приводных механизмов необходимо включать индикаторы положения, кроме случаев отдельно согласованных с заказчиком. Они должны четко показывать положение клапана (открыт/закрыт и полный ход) для наблюдения водолазом/ROV. Там, где приводной механизм содержит ROV устройства перевода с автоматического управления на ручное, необходимо обеспечивать возможность видимости индикатора положения из работающего ROV;

h) механизм закрытия при отказе системы управления привода должен проектироваться и подтверждаться для обеспечения минимального среднего срока службы пружины 5 000 циклов;

i) изготовитель приводного механизма должен документировать проектные и рабочие параметры, как показано в таблице 16.

7.10.2.3 Компоновка клапан/приводной механизм

7.10.2.3.1 Усилие закрытия/открытия

Конструкция компоновки подводного клапана и гидравлического приводного механизма должна использовать давление проходного канала клапана и/или усилие пружины для содействия при закрытии клапана, закрывающегося при отказе системы управления (или открытия для клапана, открывающегося при отказе системы управления).

7.10.2.3.2 Защита приводного механизма от скважинного давления

Для случая, когда скважинное давление проникает в приводной механизм, должны быть предусмотрены средства защиты поршня приводного механизма от избыточного давления и компенсационные камеры.

7.10.2.3.3 Номинальное значение глубины воды

Изготовитель должен указать максимальное номинальное значение глубины воды для компоновки клапана/приводного механизма. Компоновки подводных клапанов и приводных механизмов, закрывающиеся (открывающиеся) при отказе системы управления, должны проектироваться и изготавливаться таким образом, чтобы полностью закрывать (открывать)

клапан при максимальной номинальной глубине воды при следующих условиях:

а) от 0,10 МПа (14,7 фунт/дюйм²) абсолютного до максимального рабочего давления клапана в проходном канале клапана;

б) дифференциальное давление, равное номинальному давлению в проходном канале, через уплотнительный механизм проходного канала клапана во время функционирования;

в) наружное давление на компоновку клапан/приводной механизм при максимальной номинальной глубине воды, принимая плотность морской воды 1,03;

г) отсутствие содействия приводному механизму в направлении закрытия (открытия) кроме, гидростатического давления на глубине функционирования;

д) для гидравлических приводных механизмов, 0,69 МПа (100 фунт/дюйм²) абсолютного давления плюс гидростатическое давление морской воды в окружающей среде при максимальной номинальной глубине компоновки, воздействующее на поршень приводного механизма в направлении открытия (закрытия).

Изготовитель может указывать другие эксплуатационные критерии приводного механизма, такие как проектные критерии срезания кабеля/гибкой НКТ, но это должно рассматриваться отдельно от вышеприведенного основного перечня критериев.

Примечание – Номинальное значение максимальной глубины воды рассчитывается с использованием вышеприведенного перечня условий «наихудшего случая» в контексте стандартного сравнения, но не обязательно представляет эксплуатационное ограничение. Дополнительная информация относительно рабочей глубины воды для конкретных условий применения по возможности должна представляться и согласовываться между изготовителем и заказчиком, как наиболее реально представляющая предполагаемые условия эксплуатации.

7.10.3 Материалы

Материалы должны соответствовать требованиям, как указано в 5.2. Уплотнительные поверхности, которые соединяют уплотнения металл-металлу, должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. Наплавки не требуются, если базовый материал совместим со скважинными флюидами, морской водой, т.д.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) необходимо определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.10.4 Испытание

7.10.4.1 Валидационное испытание

7.10.4.1.1 Общие положения

Для квалификации конкретных конструкций клапана и приводного механизма клапана, изготовленных в соответствии с настоящей частью стандарта (см. 5.1.7), требуется валидационное испытание.

7.10.4.1.2 Работа в условиях пескопроявления

Для работы в условиях пескопроявления подводные предохранительные клапаны должны испытываться в соответствии с ИСО 10423 дополнительно к испытаниям, указанным в разделе 5.

7.10.4.1.3 Испытание компоновки клапана и приводного механизма

Подводные компоновки клапанов и приводных механизмов должны быть испытаны для демонстрации эксплуатационных пределов компоновки. Однонаправленные клапаны должны испытываться под давлением, приложенным в предназначенном направлении. Двухнаправленные клапаны

должны испытываться под давлением, приложенным в обоих направлениях в отдельных испытаниях.

Для клапана, закрывающегося (открывающегося) при отказе системы управления, с компоновкой, подверженной воздействию наружного гидростатического давления (фактического или имитируемого) от максимальной номинальной глубины воды и полного номинального давления проходного канала, прикладываемого, как дифференциальное, через задвижку, клапан должен продемонстрировать полное открытие (закрытие) из его предшествующего закрытого (открытого) положения с максимум 90 % гидравлического RWP выше фактического или имитируемого давления окружающей среды или минимумом гидравлического давления, как определено в 7.10.2.2, приложенного к приводному механизму.

Для клапана, гидравлически закрывающегося (открывающегося) при отказе системы управления, с компоновкой, подверженной воздействию наружного гидростатического давления (фактического или имитируемого) от максимальной номинальной глубины воды и атмосферного давления в полости корпуса, прикладываемого как дифференциальное через задвижку, клапан должен продемонстрировать полное открытие (закрытие) от его предшествующего закрытого (открытого) положения при гидравлическом давлении в приводном механизме, сниженным до минимум на 0,69 МПа (100 фунт/дюйм²) выше давления окружающей среды.

Для клапана, остающегося в рабочем положении при отказе системы управления, подверженной воздействию наружного гидростатического давления (фактического или имитируемого) от максимальной номинальной глубины воды, клапан должен продемонстрировать полное открытие или закрытие от его предшествующего закрытого или открытого положения с максимум 90 % рабочего давления гидравлического флюида выше фактического или имитируемого давления окружающей среды или

минимумом гидравлического давления, как определено в 7.10.2.2, приложенного к приводному механизму. Гидравлический клапан, остающийся в рабочем положении при отказе системы управления, должен оставаться в положении при гидравлическом давлении в приводном механизме, сниженным до минимум на 0,69 МПа (100 фунт/дюйм²) выше давления окружающей среды.

7.10.4.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

7.10.4.2.1 Общие положения

Каждый подводный клапан и приводной механизм клапана должен быть подвергнут гидростатическому и функциональному испытанию для того, чтобы показать конструкционную целостность, надлежащую сборку и функционирование каждого изготовленного клапана и/или приводного механизма. В таблицах 18 и 19 приводятся примеры документации испытаний.

7.10.4.2.2 Подводный клапан

Каждый подводный клапан должен пройти заводские приемочные испытания в соответствии с УТТ 2 или УТТ 3, или УТТ 3G, как определено в 5.4.5 или в 5.4.6.

Таблица 18а – Пример документации заводских испытаний клапана УТТ 2

Испытание кожуха клапана под давлением						
	Гидростатическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
1. Первичное испытание корпуса (ТР) Выдержка 3 мин.				–	–	–
2. Вторичное				–	–	–

испытание корпуса (TR) Выдержка 3 мин.						
Испытание седла клапана под давлением						
	Гидростатическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
3. Контроль оправкой	Успешно завершено Да/Нет (в зависимости от применимых требований)					
4. Испытание седла (RWP) Выдержка 3 мин.				—	—	—
5. Первое гидростатическое размыкание седла		—	—	—	—	—
6. Испытание седла (RWP) Выдержка 3 мин. (УТТ 2)				—	—	—
7. Второе гидростатическое размыкание седла		—	—	—	—	—
8. Испытание седла (WP) Выдержка 3 мин. (УТТ 2)				—	—	—

9. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 3 мин				–	–	–
10. ^{a)} Первое гидростатическое размыкание обратного седла		–	–	–	–	–
11. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 3 мин				–	–	–
12. ^{a)} Второе гидростатическое размыкание обратного седла		–	–	–	–	–
13. ^{a)} Испытание обратного седла (LP) Выдержка 3 мин.				–	–	–
<p>^{a)} Только двунаправленные уплотнительные клапаны.</p> <p>TP = испытательное давление = 1,5 x номинальное рабочее давление (RWP), LP = низкое давление = 0,2 x номинальное рабочее давление (RWP).</p>						

Таблица 18b – Пример документации заводских испытаний клапана УТТ 3

Испытание кожуха клапана под давлением
--

	Гидростатическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
1. Первичное испытание корпуса (ТР) Выдержка 3 мин.				—	—	—
2. Вторичное испытание корпуса (ТР) Выдержка 15 мин (УТТ 3)				—	—	—
Испытание кожуха клапана под давлением						
	Гидростатическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
3. Контроль оправкой	Успешно завершён Да/Нет (в зависимости от применимых требований)					
4. Испытание седла (RWP) Выдержка 3 мин.				—	—	—
5. Первое гидростатическое размыкание седла		—	—	—	—	—

6. Испытание седла (RWP) Выдержка 15 мин (УТТ 3)				—	—	—
7. Второе гидростатическое размыкание седла		—	—	—	—	—
8. Испытание седла (LP) Выдержка 15 мин				—	—	—
9. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 3 мин.				—	—	—
10. ^{a)} Первое гидростатическое размыкание обратного седла		—	—	—	—	—
11. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 15 мин				—	—	—
12. ^{a)} Первое гидростатическое размыкание обратного седла		—	—	—	—	—

13. ^{a)} Испытание обратного седла (LP) Выдержка 15 мин.				—	—	—
<p>^{a)} Только двунаправленные уплотнительные клапаны.</p> <p>TP = испытательное давление = 1,5 x номинальное рабочее давление (RWP), LP = низкое давление = 0,2 x номинальное рабочее давление (RWP).</p>						

Таблица 18с - Пример документации заводских испытаний клапана УТТ 3G

Испытание кожуха клапана под давлением						
	Гидростатическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
1. Первичное испытание корпуса (TP). Выдержка 3 мин.				—	—	—
2. Вторичное испытание корпуса (TP). Выдержка 15 мин. (УТТ 3G)				—	—	—
3. Третье испытание корпуса (RWP).	—	—	—			

Выдержка 15 мин. (УТТ 3G)						
Испытание кожуха клапана давлением						
	Гидравлическое испытание			Испытание газом		
	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания	фунт/ дюйм ²	Время начала	Время окончания
4. Контроль оправкой	Успешно завершено Да/Нет (в зависимости от применимых требований)					
5. Испытание седла (RWP) Выдержка 3 мин.				—	—	—
6. Первое гидростатическое размыкание седла (RWP)		—	—	—	—	—
7. Испытание седла (RWP) Выдержка 15 мин.				—	—	—
8. Второе гидростатическое размыкание седла (RWP)		—	—	—	—	—

9. Испытание седла (LP) Выдержка 15 мин.				—	—	—
10. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 3 мин.				—	—	—
11. ^{a)} Первое гидростатическое размыкание обратного седла (RWP)		—	—	—	—	—
12. ^{a)} Испытание обратного седла (RWP) Выдержка 15 мин.				—	—	—
13. ^{a)} Второе гидростатическое размыкание обратного седла (RWP)		—	—	—	—	—
14. ^{a)} Испытание обратного седла (LP) Выдержка 15 мин.				—	—	—

15. Испытание седла газом (RWP) Выдержка 15 мин.	–	–	–			
16. ^{a)} Испытание обратного седла газом (RWP) Выдержка 15 мин.	–	–	–			
^{a)} Только двунаправленные уплотнительные клапаны. TP = испытательное давление = 1,5 x номинальное рабочее давление (RWP), LP = низкое давление = 0,2 x номинальное рабочее давление (RWP).						

7.10.4.2.3 Приводной механизм подводного клапана

Испытания, проводимые для подводного клапана, описаны далее в перечислениях а) – d).

а) Гидростатическое испытание кожуха гидравлического приводного механизма

Каждый цилиндр и поршень гидравлического приводного механизма должен подвергаться гидростатическому испытанию для подтверждения конструктивной целостности. Давление испытания должно быть не менее 1,5 гидравлического RWP приводного механизма. Видимые утечки не допускаются.

Минимальный период выдержки для гидравлического испытания приводного механизма составляет 3 мин.

б) Эксплуатационное испытание приводного механизма

Надлежащее функционирование приводного механизма должно испытываться путем перемещения приводного механизма от полностью

закрытого положения до полностью открытого положения, минимум три раза. Приводной механизм должен работать плавно в обоих направлениях в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Изготовитель должен указать испытательную среду для гидравлических приводных механизмов. Циклические испытания перед последующим испытанием на низкое давление на следующем этапе подтверждает сохранение целостности уплотнений в процессе испытания под высоким давлением.

с) Испытание уплотнений гидравлического приводного механизма

Уплотнения приводного механизма должны испытываться под давлением в два этапа, с приложением давления, кратного 0,2 гидравлического RWP и не менее 1,0 гидравлического RWP приводного механизма. Утечки на уплотнениях не допускаются. Изготовитель должен указать испытательную среду для гидравлических приводных механизмов. Минимальный период выдержки для каждого значения давления испытания должен составлять 3 мин. Испытательный период не должен начинаться до достижения и стабилизации давления испытания. Необходимо проводить регистрацию давления испытания на манометре и время начала и окончания каждого периода выдержки давления. Испытание при низком давлении неприменимо для пульсирующих приводных механизмов.

d) Испытание компенсационного контура гидравлического приводного механизма

Компенсационная камера приводного механизма испытывается в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

Таблица 19 - Пример документации заводских испытаний гидравлического приводного механизма

Протокол заводских испытаний гидравлического приводного механизма				
Последовательность испытания (минимальный период выдержки 3 мин.)		Гидростатическое испытание		
		Давление	Время начала	Время окончания
1	Гидростатическое испытание управляющего порта (кратное 1,5 гидравлического RWP)			
2	Гидростатическое испытание управляющего порта (кратное 1,5 гидравлического RWP)			
3	Испытание уплотнения управляющего порта (кратное 0,2 гидравлического RWP)			
4	Испытание уплотнения управляющего порта (кратное 1,0 гидравлического RWP)			
5	Гидростатическое испытание компенсационного порта (кратное 1,5 рабочего давления компенсации)			
6	Гидростатическое			

	испытание пружинной камеры (кратное 1,5 рабочего давления компенсации)			
7	Функциональное испытание приводного механизма: Три полных цикла			
8	Испытание ручного режима: Три полных цикла (вращательная конструкция) один цикл (линейная конструкция)	Ход, выраженный в миллиметрах (дюймах) на число оборотов для работы	Усилие на крутящий момент, выраженное в ньютонах (фунтах) на ньютон (фунт-фут) без давления	Усилие на крутящий момент, выраженное в ньютонах (фунтах) на ньютон (фунт-фут) с дифференциальным давлением

7.10.4.2.4 Испытание компоновки клапан/приводной механизм

После окончательной сборки каждая компоновка клапан/приводной механизм (включая устройство перевода с автоматического на ручное управление) должна подвергаться функциональному испытанию и испытанию под давлением для подтверждения надлежащей сборки и работы в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Оборудование, смонтированное с оборудованием, предварительно прошедшим гидростатические испытания, необходимо испытывать только при номинальном рабочем давлении. Функциональное испытание должно проводиться квалифицированным изготовителем

подводного клапана/приводного механизма. Данные испытания должны быть занесены в протокол и должны поддерживаться изготовителем подводного клапана/приводного механизма как минимум в течение пяти лет с момента изготовления. Протокол испытания должен быть подписан и датирован специалистом (персоналом), проводившим испытание (испытания).

Компоновка подводного клапана/приводного механизма должна удовлетворять испытательным требованиям, указанным в 7.10.4.2.2 и 7.10.4.2.4.

7.10.5 Маркировка

7.10.5.1 Маркировка подводного клапана

Клапанная часть подводного клапанного оборудования должна маркироваться как показано в таблице 20. Изготовитель может расположить требуемую маркировку на паспортной табличке таким образом, как это позволяет размер паспортной таблички.

Таблица 20 – Маркировка подводных клапанов

Маркировка		Размещение
1	Наименование изготовителя или торговая марка	Корпус (если доступно) или паспортная табличка
2	ИСО 13628-4	Паспортная табличка
3	RWP	Корпус (если доступно), крышка или паспортная табличка
4	УТТ	Паспортная табличка
5	Размер подводного клапана и, где применимо, суженный или расширенный проходной канал	Корпус или паспортная табличка, или на обоих по усмотрению изготовителя
6	Направление потока, если применимо	Корпус или наиболее близкое доступное место

7	Серийный или идентификационный номер индивидуальный для конкретного подводного клапана	Паспортная табличка и корпус, если доступно
---	--	---

7.10.5.2 Маркировка приводного механизма подводного клапана

Приводной механизм подводного клапана должен маркироваться, как показано в таблице 21.

Таблица 21 – Маркировка приводного механизма подводных клапанов

Маркировка		Размещение
1	Имя изготовителя или торговая марка	Паспортная табличка и цилиндр
2	ИСО 13628-4	Паспортная табличка
3	Максимальное рабочее давление цилиндра	Паспортная табличка
4	Номер компонента изготовителя	Паспортная табличка
5	Серийный или идентификационный номер	Паспортная табличка и цилиндр

7.10.5.3 Маркировка компоновки подводного клапана и приводного механизма

Компоновка подводного клапана и приводного механизма должна маркироваться, как показано в таблице 22.

Таблица 22 – Маркировка компоновки подводного клапана и приводного механизма

Маркировка		Размещение
1	Наименование изготовителя или торговая марка	Паспортная табличка

2	ИСО 13628-4	Паспортная табличка
3	Серийный или идентификационный номер	Паспортная табличка
4	Номинальное значение максимальной глубины воды	Паспортная табличка

7.10.5.4 Паспортные таблички

Паспортные таблички должны закрепляться на оборудовании после нанесения окончательного покрытия. Паспортные таблички следует проектировать так, чтобы они сохранялись в читаемом состоянии в течение срока службы клапана/приводного механизма.

7.10.5.5 Маркировка с низким напряжением

Виды маркировки, выполняемые напрямую на компонентах работающих под давлением, исключая периферийную маркировку на фланцах по стандарту API, должны выполняться с использованием методов маркировки с низким напряжением.

7.10.5.6 Направление потока

На подводных клапанах, предназначенных для однонаправленного потока, следует размещать заметную и постоянную маркировку направления потока.

7.11 Y-образная катушка и отводное устройство системы TFL

7.11.1 Общие положения

Y-образная катушка системы TFL располагается между коренными клапанами и проходным запорным элементом. Целью Y-образной катушки является обеспечение плавного переходного канала из выкидного трубопровода (выкидных трубопроводов) в вертикальный эксплуатационный ствол скважины для инструментов системы TFL, оставляя при этом возможность вертикального прохода инструментов на кабеле или других

инструментов через верхнюю часть устьевого елки. Дополнительную информацию по системам закачивания системы TFL см. ИСО 13628-3.

7.11.2 Конструкция

7.11.2.1 Y-образная катушка

Поверхности прохода через Y-образную катушку должны иметь скошенные кромки без уменьшения диаметра или больших зазоров в соответствии с требованиями к размерам по ИСО 13628-3 для систем закачивания TFL.

Пересечение проходного канала трубопроводной петли с вертикальным стволом скважины должно соответствовать требованиям к размерам по ИСО 13628-3 для систем закачивания TFL.

7.11.2.2 Отводное устройство

Положения для отвода инструментов системы TFL в трубные петли системы TFL и обратно должны выполняться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Отводные устройства должны проектироваться в соответствии с ИСО 13628-3 для систем закачивания TFL.

7.11.2.3 Материалы

Материалы должны соответствовать, как указано в 5.2. Уплотнительные поверхности, которые соединяют уплотнения металл-металлу, должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. Наплавки не требуются, если базовый материал совместим со скважинными флюидами, морской водой, т.д.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) следует определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец

должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.11.2.4 Сопряжения

7.11.2.4.1 Общие положения

Y-образная катушка может выполняться заодно с блоком коренного клапана или блоком проходного клапана. Если она выполняется отдельно, то должны применяться положения 7.11.2.4.2 – 7.11.2.4.5.

7.11.2.4.2 Сопряжение блока коренного клапана

Нижнее соединение Y-образной катушки должно иметь размеры, сопрягаемые с верхним соединением блока коренного клапана. Это соединение должно обеспечивать герметичность конструкции, равную рабочему давлению подводной устьевой елки, и конструкционную прочность, необходимую для выдерживания комбинированных нагрузок от полного рабочего давления у соединения плюс любые приложенные внешние нагрузки.

7.11.2.4.3 Сопряжение запорного проходного элемента

Верхнее соединение Y-образной катушки должно иметь размеры, сопрягаемые с нижним соединением запорного проходного элемента. Это соединение должно обеспечивать герметичность конструкции, равную рабочему давлению подводной устьевой елки, и конструкционную прочность, необходимую для выдерживания комбинированных нагрузок от полного рабочего давления у соединения плюс любые приложенные внешние нагрузки.

7.11.2.4.4 Сопряжения трубных петель TFL

Выходное соединение Y-образной катушки должно иметь размеры, сопрягаемые с обвязкой трубных петель системы TFL или с боковым клапаном. Это соединение должно обеспечивать герметичность конструкции, равную рабочему давлению подводной устьевой елки, и конструкционную прочность, необходимую для выдерживания комбинированных нагрузок от

полного рабочего давления у соединения плюс любые приложенные внешние нагрузки, указанные изготовителем. Комбинированные нагрузки от давления, нагрузки от предварительного нагружения трубопроводов (или растяжение), сборки трубных петель и другие приложенные нагрузки не должны превышать допустимый предел текучести трубопровода системы TFL, как определено в 7.17, а также не должны уменьшать внутренний диаметр выкидного трубопровода меньше проходного диаметра. Проходной канал Y-образной катушки должен быть отцентрирован с проходным каналом трубной петли в соответствии с требованиями к размерам ИСО 13628-3 для систем закачивания TFL. Углы соединения Y-образной катушки системы TFL/трубной петли должны быть меньше или равны 15° от вертикали.

7.11.2.4.5 Сопряжение Y-образной катушки/отводного устройства

Проходной канал отводного устройства должен быть концентричным с проходным каналом выкидного трубопровода, следует использовать плавные переходные поверхности при соединении проходных каналов. Дополнительно к прямой секции трубной петли выше переходной поверхности, также должна быть предусмотрена прямая секция выше или ниже любого блокирующего расширения или бокового кармана. Внутренняя поверхность должна обеспечивать плавный переход от цилиндрического прохода к кривой трубной петли.

7.11.3 Испытание

Y-образные катушки системы TFL и отводные устройства должны быть испытаны в соответствии с 5.4, а также контролироваться оправкой, как указано в ИСО 13628-3 для систем закачивания TFL.

7.12 Сопряжение повторного ввода

7.12.1 Общие положения

7.12.1.1 Введение

В данном разделе рассматриваются верхние терминалы устьевой елки. Конструкция и изготовление управляющих соединительных муфт/соединителей, которые могут быть или не быть выполнены заодно с верхним соединением устьевой елки, рассматриваются в 7.20.

7.12.1.2 Назначение

Назначением является обеспечение самого верхнего соединительного сопряжения на устьевой елке для присоединения:

- спуско-подъемного инструмента устьевой елки для целей установки и ремонта;
- колпака устьевой елки;
- внутренней коронной пробки, если применимо;
- сопряжения с LWRP или подводным блоком бурового ВОР, если применимо;
- сопряжения с другими устройствами для работы на скважине.

7.12.1.3 Неразъемный или разъемный

Верхнее соединение устьевой елки может содержать отдельную катушку, которая обеспечивает механическое соединение и уплотнение с терминалом верхнего клапана или клапанного блока устьевой елки. Верхнее соединение может содержать неразъемный профиль сопряжения в или сверху корпуса клапана (клапанов).

7.12.2 Конструкция

7.12.2.1 Номинальное давление

Сопряжение повторного ввода должно быть рассчитано на рабочее давление устьевой елки плюс поправка на влияние других нагрузок, как определено в 7.12.3.

7.12.2.2 Верхнее соединение/профиль сопряжения для повторного ввода

Сопряжение устьевой елки для повторного ввода должно обеспечить запорный и уплотнительный профиль с расчетной прочностью, основанной

на нагрузочных факторах, указанных в 7.12.3. На металлических уплотнительных поверхностях должны быть выполнены коррозионно-стойкие наплавки. Наплавки не требуются, если базовый металл является коррозионно-стойким материалом. Соединение должно также обеспечить проход для инструментов на тресе и не должно ограничивать проходной диаметр проходного канала устьевого елки.

7.12.3 Проектные нагрузки/условия

Аналитические методы расчета должны соответствовать требованиям, как указано в 5.1. Как минимум, при проектировании сопряжения повторного ввода должны учитываться и документироваться изготовителем следующие параметры/условия нагружения:

- внутреннее и наружное давление;
- нагрузки от разделительного давления, которые должны основываться на наихудшем случае уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре);
- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- изгибающие и растягивающие нагрузки райзера;
- внешние нагрузки от окружающей среды;
- усталостный анализ;
- вибрация;
- механические (ударные) нагрузки при установке;
- тяговое усилие и/или нагрузки от предварительного нагружения гидравлической соединительной муфты;
- коррозия.

7.13 Колпак подводной устьевого елки

7.13.1 Общие положения

7.13.1.1 Введение

Вертикальные и горизонтальные устьевые елки используют колпаки устьевой елки, соединенные внутри или снаружи. Когда используются внутренние колпаки, то может быть установлен наружный шламовый колпак или укрытие для защиты уплотнительных поверхностей и гидравлических соединительных муфт. В колпаке устьевой елки могут быть предусмотрены гидравлические соединительные муфты. Они могут быть выполнены заодно с колпаком или присоединяться снаружи. Конструкция и изготовление управляющих соединительных муфт/соединителей рассматриваются в 7.20.2.6.

7.13.1.2 Колпак устьевой елки, не работающий под давлением

Колпаки устьевой елки, не работающие под давлением, защищают сопряжение повторного ввода устьевой елки, гидравлические соединительные муфты и вертикальные стволы скважины от возможного повреждения от окружающей среды или нежелательного влияния, возникающего из-за коррозии, обрастания морскими организмами или потенциальных механических нагрузок. Конструкция колпаков устьевой елки, не работающих под давлением, должна соответствовать разделу 5 и не рассматривается далее в настоящей части стандарта.

7.13.1.3 Колпак устьевой елки, работающий под давлением

Колпак устьевой елки, работающий под давлением и присоединяемый снаружи, защищает сопряжение повторного ввода и гидравлические муфты, и обеспечивает дополнительный уплотнительный барьер между стволовым проходом (проходами) устьевой елки и окружающей средой. Колпак может также выполнять функцию сопряжения управляющих систем гидравлических соединительных муфт. Колпак устьевой елки, работающий под давлением и присоединяемый внутри, обеспечивает дополнительный барьер для давления.

7.13.2 Конструкция

7.13.2.1 Общие положения

Положения данного раздела относятся к колпакам устьевого елки, работающим под давлением. Конструкция оборудования должна соответствовать требованиям, как указано в 5.1. Требования, приведенные в 7.13.2.2 - 7.13.2.4 в целом применимы к колпакам устьевых елок, присоединяемым изнутри и снаружи.

7.13.2.2 Номинальное давление

Колпак устьевого елки должен быть рассчитан на рабочее давление устьевого елки, как определено в 5.1.2.1.2, плюс поправка на влияние других нагрузок, как определено в 7.13.2.4.

7.13.2.3 Запорный механизм колпака устьевого елки

Запорный механизм колпака устьевого елки должен проектироваться для работы под номинальным рабочим давлением устьевого елки, воздействующим на соответствующие уплотнительные участки, которые сопрягаются с верхним соединением устьевого елки. Запорный механизм колпака устьевого елки должен включать дублирующее устройство разъединения или отдельный профиль для извлечения. Обычно используются три типа колпаков устьевого елки:

- с гидравлическим дистанционным управлением;
- с механическим дистанционным управлением;
- механически управляемые водолазом/ROV.

7.13.2.4 Проектные нагрузки/условия

Аналитические методы расчета должны соответствовать требованиям, как указано в 5.1. Как минимум, при проектировании колпака устьевого елки изготовителю следует учитывать и документировать следующие параметры/условия нагружения:

- внутреннее и наружное давление;
- нагрузки от разделительного давления должны основываться на наихудшем случае уплотнительных условий (должна предполагаться утечка

на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре), если только не обеспечен сброс, как описано в 5.1.2.1.1;

- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- изгибающие и растягивающие нагрузки установочной колонны;
- колебания температуры;
- внешние нагрузки от окружающей среды;
- усталостный анализ;
- вибрация;
- захваченные объемы и тепловое расширение;
- механические (ударные) нагрузки при установке;
- тяговое усилие и/или нагрузки от предварительного нагружения

гидравлической соединительной муфты;

- коррозия;
- нагрузки от падающих предметов и случайного зацепления.

7.13.3 Проектные и функциональные требования

7.13.3.1 Гидравлическое испытание при установке

Должны быть предусмотрены средства для испытания уплотнения (уплотнений) верхнего соединения и колпака устьевого елки после установки.

7.13.3.2 Сброс давления

Должны быть предусмотрены средства для сброса любого давления под колпаком устьевого елки до его снятия. Это функция может быть предусмотрена как автоматическая процедура с использованием спускаемого/извлекаемого инструмента или как независимая процедура, выполняемая водолазом/ROV.

7.13.3.3 Гидравлическая блокировка

Должны быть предусмотрены средства для предупреждения гидравлической блокировки в процессе установки или снятия колпака устьевого елки.

7.13.3.4 Рабочее давление

Колпаки устьевого елки с гидравлическими приводными механизмами должны быть рассчитаны для работы с давлением гидравлического отсоединения, как минимум, на 25 % выше нормального рабочего давления отсоединения в случае, если нормальное рабочее давление отсоединения будет недостаточным для освобождения соединителя. Изготовитель должен документально оформить нормальное и максимальное рабочее давление отсоединения. Размыкающее усилие должно быть больше усилия замыкания, значения которых должны документально оформляться изготовителем.

7.13.3.5 Дублирующее устройство отсоединения

Колпаки устьевых елок должны проектироваться с дублирующим методом отсоединения, который может быть гидравлическими или механическими. Следует рассматривать методы с использованием водолаза/ROV/дистанционного инструмента. Трубопровод гидравлической линии управления открытием и закрытием должен располагаться так, чтобы обеспечить возможность отрезания с участием водолаза/ROV или содержать средства для сброса гидравлического замыкающего давления, если необходимо, для возможности приведения в действие дублирующего отсоединения.

7.13.3.6 Внешняя индикация позиционирования

Наружные колпаки устьевых елок должны быть оборудованы внешним индикатором позиционирования для индикации момента, когда колпак устьевого елки полностью заблокирован.

7.13.3.7 Требование к самоблокировке

Гидравлические колпаки устьевых елок должны проектироваться для предупреждения разъединения из-за потери гидравлического давления блокировки.

Это может быть достигнуто с использованием дублирования механизма самоблокировки или других проверенных средств. Конструкция

блокирующего устройства должна предусматривать разблокировку в случае неисправности.

7.13.4 Материалы

Материалы должны соответствовать требованиям, как указано в 5.2. Уплотнительные поверхности, которые соединяют уплотнения металл-к-металлу, должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. Наплавки не требуются, если базовый материал совместим со скважинными флюидами, морской водой, т.д.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) следует определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.13.5 Испытание

7.13.5.1 Общие сведения

Следующая процедура испытания применима к колпакам устьевых елок, имеющим механические или гидравлические соединители. Коронные пробки, связанные с трубодержателями насосно-компрессорных труб НХТ или внутренними колпаками устьевых елок, должны удовлетворять таким же требованиям к испытанию, что и внутренние колпаки устьевых елок.

7.13.5.2 Валидационное испытание

Валидационное испытание колпака устьевого елки должно соответствовать требованиям, как указано в 5.1.7. Дополнительно, должно быть испытано запирающее колпака устьевого елки на минимум 1,5 RWP снизу и 1,0 RWP сверху. Там, где в конструкцию включены устройства доступа (например, тарельчатый клапан, загрузочно-разгрузочное устройство, скользящая втулка, т.д.) и химические носители, они должны удовлетворять

проектным квалификационным требованиям к эксплуатационным характеристикам, показанным в таблице 4.

7.13.5.3 Заводские приемо-сдаточные испытания

Функциональные испытания для проверки рабочих и отсоединяющих механизмов, механизмов перевода с автоматического на ручное управление и запирающих механизмов должны проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Испытание должно подтвердить, что фактические рабочие нагрузки/давление находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

Колпаки устьевых елок должны испытываться в соответствии с 7.8.4.2, в зависимости от применимых требований.

7.14 Спуско-подъемный инструмент колпака устьевой елки

7.14.1 Общие положения

Спуско-подъемный инструмент колпака устьевой елки используется для установки и снятия компоновок колпаков устьевых елок. Спуско-подъемные инструменты могут управляться механически или гидравлически.

Инструменты для спуско-подъема колпаков устьевой елки могут иметь некоторые из следующих функций:

- приведение в действие соединителя колпака устьевой елки;
- испытания на давление уплотнений колпаков устьевых елок;
- сброс давления из-под колпака устьевой елки;
- нагнетание жидкостных ингибиторов коррозии.

7.14.2 Конструкция

7.14.2.1 Эксплуатационные критерии

Изготовитель должен указать эксплуатационные критерии, в соответствии с которыми был спроектирован спускающий/извлекающий инструмент колпака устьевой елки.

Спускающие/извлекающие инструменты колпаков устьевого елки следует проектировать так, чтобы они были работоспособными в условиях/обстановке, которые ожидаются в процессе работы со спускающим/извлекающим инструментом колпака устьевого елки и операциях по повторному вводу/ремонту скважин. В особых рабочих критериях (пределы проектных нагрузок и углов, т.д.) следует учитывать максимальные поверхностные перемещения судна и соответствующие максимальные растяжения и углы спуско-подъемной колонны, которые могут возникнуть.

7.14.2.2 Нагрузки

При проектировании спуско-подъемного инструмента колпака устьевого елки изготовителю следует, как минимум, учитывать и документировать следующие параметры/условия нагружения:

- внутреннее и наружное давление;
- разделительные нагрузки давления должны основываться на наихудшем случае уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре);
- внутреннее и наружное давление;
- нагрузки от разделительного давления должны основываться на наихудшем случае уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре);
- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- изгибающие и растягивающие нагрузки установочной колонны;
- нагрузки от окружающей среды;
- усталостный анализ;
- вибрация;
- механические (ударные) нагрузки при установке;
- тяговое усилие и/или нагрузки от предварительного нагружения гидравлической соединительной муфты;

- тепловое расширение (захваченных флюидов, разнородных металлов);
- дополнительное натяжение при установке/ремонтных работах;
- коррозия.

Изготовитель должен указать нагрузки/условия, на которые рассчитано оборудование.

7.14.2.3 Сопряжения спуско-подъемного инструмента и колпака устьевой елки

7.14.2.3.1 Общие сведения

Сопряжение между колпаком устьевой елки и спуско-подъемным инструментом должно проектироваться для освобождения под углом выхода спуско-подъемной колонны, как документально оформлено изготовителем, для удовлетворения эксплуатационных требований. Это освобождение не должно приводить к повреждениям колпака устьевой елки, которые нарушают любые другие эксплуатационные требования, не создавать риска зацепления или отсоединения колпака устьевой елки при удалении его под таким углом.

Сопряжение колпака устьевой елки содержит несколько основных компонентных участков:

- запорный профиль и соединитель;
- уплотнение повторного ввода (где применимо);
- переводники-удлинители или уплотнения (где применимо);
- управление и контрольно-измерительная аппаратура (где применимо);
- сопряжения водолаза/ROV (для работы и испытания под давлением).

7.14.2.3.2 Запорный профиль и соединитель

Спуско-подъемный инструмент колпака устьевой елки должен садиться и захватываться на захватывающем профиле колпака устьевой елки

и должен выдерживать разделяющие силы, возникающие при приложении механических нагрузок и номинального рабочего давления устьевого елки, как указано изготовителем. Соединитель спуско-подъемного инструмента колпака устьевого елки должен удовлетворять функциональным требованиям, установленным в 7.14.2.

При сборке гидравлического или механического соединителя спуско-подъемного инструмента должны быть обеспечены средства для предупреждения противодействия захваченного флюида.

7.14.2.3.3 Управление и контрольно-измерительная аппаратура

Контуры управляющей системы и контрольно-измерительной системы сбора данных могут проходить через корпус спуско-подъемного инструмента устьевого елки. Изготовитель несет ответственность за особенности конструкции и выбор материалов для компонентов.

7.14.2.4 Сопряжение направляющей рамы устьевого елки

Следует предусматривать, чтобы направление и ориентация относительно другого подводного оборудования была согласована или являлась продолжением конфигураций, приведенных в 7.15.2.1, когда применимо для конструкции.

7.14.2.5 Дублирующее устройство отсоединения

Спуско-подъемные инструменты колпаков устьевых елок с гидравлическими приводными механизмами должны проектироваться с дублирующим методом отсоединения, который может быть гидравлическим или механическим. Следует рассматривать методы с использованием водолаза/ROV/дистанционного инструмента. Трубопровод гидравлической линии управления открытием и закрытием должен располагаться так, чтобы обеспечить возможность отрезания с участием водолаза/ROV или иметь средства для сброса гидравлического замыкающего давления, если необходимо, для возможности приведения в действие дублирующего отсоединения.

7.14.2.6 Индикация позиционирования

Спуско-подъемные инструменты колпаков устьевых елок с дистанционным управлением должны оборудоваться внешним индикатором позиционирования, удобным для наблюдения водолазом/ROV.

7.14.3 Испытания

7.14.3.1 Общие сведения

Процедура испытания, приведенная в 7.14.3.2, применима к механическим и гидравлическим соединителям спуско-подъемных инструментов колпаков устьевых елок.

7.14.3.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

Функциональное испытание должно проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для проверки рабочих и отсоединяющих механизмов, и запирающих механизмов. Испытание должно подтвердить, что фактические рабочие нагрузки/давление находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

Спуско-подъемные инструменты колпаков устьевых елок, работающие под давлением, должны испытываться в соответствии с 7.8.4.2, в зависимости от применимых требований.

7.15 Направляющая рама устьевой елки

7.15.1 Общие положения

Направляющая рама устьевой елки стыкуется с СGB или PGB (или GRA) для направления устьевой елки к подводному устьевому оборудованию или трубной головке. Рама также выполняет функции конструкционной защиты, как на поверхности, так и под водой, компонентов устьевой елки, а также роль конструкционной монтажной опоры для: трубной обвязки, соединений выкидных трубопроводов, управляющих сопряжений, рабочих платформ, анодов, мест крепления для погрузочно-разгрузочных работ, панелей стыковки ROV/перевода с автоматического на

ручное управление. Направляющая рама устьевой елки представляет собой наружную оболочку, которая может выполнять роль конструкционной монтажной опоры для подводного манифольда дистанционного управления, в случае его применения. Габариты наружной оболочки должны обеспечивать пространство, достаточное для установки, снятия подводного манифольда дистанционного управления и доступа к нему. Положения данного подраздела также применимы к съемному дроссельному модулю, если он располагается на подводной устьевой елке. В конструкции необходимо учитывать защиту приводных механизмов и критически важных компонентов от падающих предметов, тралового оборудования, т.д., когда это применимо. Проектирование и соответствующие испытания под нагрузкой должны соответствовать требованиям, как указано в 5.1.3.6.

В донной направляющей платформе устьевой елки необходимо предусмотреть направляющую конструкцию, которая сопрягается с CGB или стойками от PGB (GRA) для обеспечения первоначальной ориентации и центровки. Она должна быть спроектирована для обеспечения соосности для целей защиты от повреждений уплотнений, устройств стыковки управляющих линий и уплотнительных поверхностей в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

7.15.2 Конструкция

7.15.2.1 Направление и ориентация

Для вариантов с направляющими канатами, сопряжение должно соответствовать размерам, представленным на рисунке 9 а), при условии, что система ориентации не требует более жестких допусков. Раструбы направляющих стоек, как правило, изготавливаются из трубы или трубной продукции 273 мм OD x 13 мм (10 3/4 дюйма OD x 0,5 дюйма) толщиной. Допуск на ориентацию в пространстве [направление (поворот) относительно вертикальной оси и вертикальное отклонение (раскачивание-поворот относительно горизонтальной оси) и фиксированное X-Y-Z положение] при

сопряжении с направляющими стойками, как правило, составляет $\pm 0,5^\circ$. В случаях, где направление и ориентация зависят от направляющих стоек, необходимо рассмотреть альтернативные средства ориентации инструмента для спуска устьевой елки в процессе установки/испытания с поверхности для предотвращения повреждения уплотнительных проходных каналов.

Для вариантов без направляющих канатов, направляющий раструб повторного ввода может охватывать устьевое оборудование или трубную головку с направлением вверх (раструбом вверх), или может включаться в конфигурацию согласованного сопрягающего раструбного оборудования на соединителе устьевой елки, и соответственно располагаться сверху устьевого оборудования/трубной головки (раструбом вниз). Конфигурация раструба обычно включает один (или больше) диагональный конус (конусы) и центральную цилиндрическую раму для обеспечения точности центровки между сопрягаемыми компонентами/конструкциями. Необходимо чтобы диаметр диагонального конуса был не менее 1,5 диаметра захватываемого компонента. Рекомендуется угол диагонального конуса не менее 40° относительно горизонтали. Как правило, угол конуса составляет 45° . После стыковки оборудования, конус (конусы) и внутренний цилиндр необходимо располагать таким образом, чтобы позволить оборудованию повторно входить под углом наклона до 3° (от вертикали) при любой ориентации и, соответственно, содействовать выравниванию захваченного компонента в вертикальном положении.

Части конуса повторного ввода могут быть вырезаны для облегчения повторного ввода без направляющих тросов прилегающего оборудования, захватывающие раструбы которых могут пересекать основной раструб(раструбы) из-за пространственных ограничений. Это приемлемо, хотя и снижает характеристики повторного ввода раструба в его вырезанной части. Эту практику следует применять с проведением тщательной инженерной экспертизы, сравнивая потери, связанные с эксплуатационными

ограничениями, с преимуществами по размерам и массе (весу). Теоретически, следует минимизировать использование вырезанных раструбов, и использовать их только там, где это практически целесообразно.

Так как конструкции повторных вводов с раструбами вверх обычно цилиндрической и конической формы, то в конструкцию рамы необходимо включать горизонтальные монтажные опоры или балочную конструкцию для обеспечения прочной плоской поверхности, которую можно твердо устанавливать на спайдерных балках для удержания или подвешивания оборудования.

При необходимости пространственной ориентации направленные вверх раструбы и захватывающее оборудование могут также снабжаться Y-пазом и ориентирующими штырями. Необходимо предусмотреть достаточно широкую верхнюю часть Y-паза для захвата сопряженных штырей в пределах $\pm 7,5^\circ$ от правильной ориентации. Y-паз необходимо выполнять конусом вниз с шириной, соответствующей штырю, для обеспечения ориентации в пределах $\pm 0,5^\circ$ (аналогично угловой ориентации, обеспечиваемой направляющими стойками и раструбами). Как правило, имеются два или четыре ориентирующих штыря, каждый из которых с минимальным диаметром 101,6 мм (4,0 дюйма) [рисунок 9 b)]. Также приемлемы другие ориентирующие методы, такие как ориентирующие спирали или устройство индексации (храповые механизмы, т.д.). Вне зависимости от применяемого ориентирующего метода, необходимо, чтобы в конструкции было соблюдено требование наклона в 3° для повторного ввода с достаточным зазором для обеспечения свободного поворотного эффекта.

Методы ориентации с раструбом вниз включают спирали, устройства индексации или периферические ориентирующие штыри/стойки. Необходимо, чтобы ориентирующий метод обеспечивал начальную ширину, достаточную для захвата в пределах $\pm 7,5^\circ$ от истинной ориентации, затем к низу улучшающий ориентацию до $\pm 0,5^\circ$. Вне зависимости от применяемого

ориентирующего метода, необходимо, чтобы в конструкции было соблюдено требование наклона в 3° для повторного ввода с достаточным зазором для обеспечения свободного поворотного эффекта.

Направляющую раму следует обеспечить погрузочно-разгрузочными кронштейнами для погрузочно-разгрузочных работ с устьевой елкой в сборе.

7.15.2.2 Погрузочно-разгрузочные работы

На направляющей раме могут использоваться подъемные проушины для возможности выполнения погрузочно-разгрузочных работ с устьевой елкой в сборе, укомплектованной испытательной грузовой платформой в соответствии с 5.1.3.8, 5.4.4 и 5.5.2. Подъемные проушины могут также использоваться для оттяжек. Возможно предусмотрение других альтернативных предохранительных средств для погрузочно-разгрузочных работ с устьевой елкой.

7.15.2.3 Нагрузки

Необходимо, чтобы направляющие раструбы были способны удерживать полный вес укомплектованной устьевой елки, спуско-подъемного инструмента и EDP, или, в качестве альтернативы, могут использоваться посадочные штыри. В зависимости от характеристики окружающей среды, в которой предполагается использование устьевой елки, необходимо предусмотреть возможность продолжения конструкции от нижней части устьевой елки до ее верхней части для обеспечения защиты от нагрузок при установке и нагрузок при случайном зацеплении. При проектировании направляющей рамы устьевой елки изготовитель должен рассматривать и документально оформлять, когда это целесообразно, как минимум, следующие нагрузки:

- натяжение направляющих канатов;
- реакционные нагрузки выкидных трубопроводов;
- нагрузки при случайном зацеплении;
- нагрузки от падающих объектов;

- ударные нагрузки;
- нагрузки при установке и при работе на скважине;
- нагрузки от соединений и трубной обвязки (из-за отклонения рамы);
- нагрузки при погрузочно-разгрузочных работах и транспортировке.

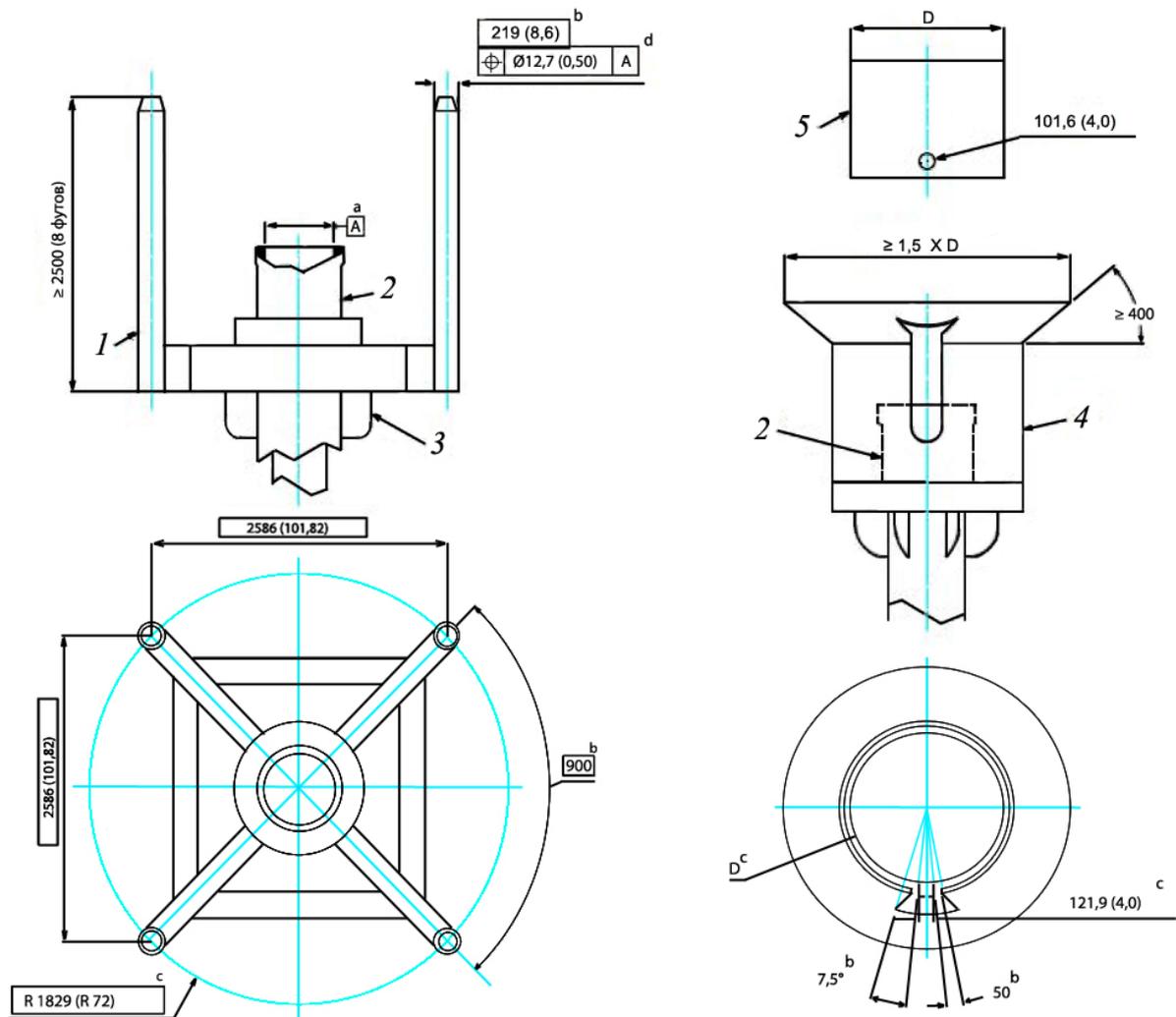
7.15.2.4 Сопряжения при работе на скважине

Должно быть предусмотрено необходимое обеспечение для работы на скважине с применением всех ROV в соответствии с функциями ROV. Приспособления для подводной работы на скважине, закрепляемые на направляющей раме устьевого елки, должны соответствовать ИСО 13628-8. Конструкция рамы не должна препятствовать доступу или наблюдению, в зависимости от ситуации, водолазами/ROV за функциями устьевого елки и позиционными индикаторами.

7.15.3 Испытание

Испытание сопряжения для систем направляющих канатов должно проводиться на направляющей раме путем установки рамы на испытательную тумбу радиусом 1,829 м с четырьмя направляющими стойками, или PGB в соответствии с настоящей частью стандарта. В процессе испытания должны использоваться соединитель устьевого оборудования и оправка или другие центрирующие средства. Результаты должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

В миллиметрах (дюймах), если не указано иначе



а) Стационарные донные направляющие платформы и направляющие стойки

б) Раструб без направляющих

1 – направляющая стойка; 2 – корпус устьевого оборудования;
3 – стационарная донная направляющая платформа; 4 – направляющий конус; 5 – соединитель устьевого оборудования

Примечание – Допуски на позиционирование направляющих стоек определяются относительно проходного канала кожуха устьевого оборудования (отметка А). Метод измерения должен указываться изготовителем.

^a Суммарные допуски между всеми сопрягаемыми компонентами должны быть меньше или равны показанному допуску на позиционирование.

^b Типовой.

^c Ссылочный размер.

^d Обоснование допусков см. в ANSI Y14 M5.

Рисунок 9 – Направляющие рамы устьевой елки

7.16 Спуско-подъемный инструмент устьевой елки

7.16.1 Общие положения

Функцией гидравлического и механического спуско-подъемного инструмента устьевой елки является подвеска устьевой елки в процессе установки и операции извлечения с подводного устьевого оборудования, а также соединение с устьевой елкой в процессе ремонтных работ в скважине. Инструмент также может быть использован для соединения райзера для заканчивания скважины с подводной устьевой елкой при установке, испытании или ремонтных работах. Подводный ВОР для инструмента на тросе/гибких НКТ или другие инструментальные пакеты могут спускаться между райзером для заканчивания скважины и спуско-подъемным инструментом устьевой елки. Следует оценивать необходимость систем мягкой посадки.

7.16.2 Эксплуатационные критерии

Заказчик должен указать эксплуатационные критерии, необходимые для установки устьевой елки. Изготовитель должен документально оформить эксплуатационные пределы, в соответствии с которыми был спроектирован инструмент для спуско-подъема/извлечения устьевой елки.

Инструменты для спуско-подъема/извлечения необходимо проектировать с учетом возможности выполнения работ в условиях/обстановке, которые ожидаются в процессе выполнения работ по спуско-подъему/извлечению и операций повторного ввода/ремонта в скважине. При определении особых эксплуатационных критериев (ограничения на проектные нагрузки и углы, т.д.) следует учитывать максимальные перемещения надводного судна и соответствующие

максимальные растягивающие усилия и углы в спуско-подъемной колонне, которые могут иметь место.

7.16.3 Нагрузки

При проектировании спуско-подъемного инструмента устьевого елки изготовителю следует учитывать и документировать, как минимум, следующие параметры/условия нагружения:

- внутреннее и наружное давление;
- нагрузки от разделительного давления, которые должны основываться на наихудшем сочетании уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре, если только не предусматривается сброс, описанный в 5.1.2.1.1);
- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- изгибающие и растягивающие нагрузки райзера;
- нагрузки от воздействия окружающей среды;
- усталостный анализ;
- вибрация;
- механические нагрузки (ударные) при установке;
- тяговое усилие и/или нагрузки от предварительного нагружения гидравлической соединительной муфты;
- тепловое расширение (захваченных флюидов, разнородных металлов);
- дополнительное натяжение при установке/ремонтных работах;
- коррозия.

Изготовитель должен указать нагрузки/условия, в соответствии с которыми оборудование было спроектировано. Изготовитель должен определить предел прочности или ограничения по разделению уплотнений в качестве основы для максимально допустимой нагрузки.

7.16.4 Сопряжение устьевого елки

7.16.4.1 Общие положения

Спуско-подъемный инструмент устьевой елки сопрягается с верхним соединением устьевой елки. Это сопряжение должно проектироваться с учетом аварийного освобождения под углом выхода спуско-подъемной колонны, как указано изготовителем или заказчиком. Это освобождение не должно наносить каких-либо повреждений подводной устьевой елке, нарушающих любое другое эксплуатационное требование.

Сопряжение устьевой елки содержит четыре основных компонентных участка:

- запорный контур и соединитель;
- уплотнение повторного ввода, где возможно;
- переводники-удлинители или уплотнения, где возможно;
- управление и контрольно-измерительная аппаратура, где возможно.

При использовании с судами с динамическим позиционированием особенно важно, чтобы соединитель мог освобождаться под большим углом, и мог быстро разблокироваться. В некоторых системах конструкция EDP может удовлетворять этим требованиям. Изготовитель и/или заказчик должен указать угол и время разблокировки.

7.16.4.2 Запорный профиль и соединитель

Спуско-подъемный инструмент устьевой елки должен садиться и захватываться на запорном профиле катушки повторного ввода устьевой елки и должен выдерживать разделяющие силы, возникающие при приложении механических нагрузок и номинального рабочего давления устьевой елки, как указано изготовителем. Соединитель спуско-подъемного инструмента устьевой елки должен удовлетворять функциональным требованиям, установленным в 7.8.3.

Должны быть обеспечены средства для предупреждения противодействия захваченного флюида при сборке гидравлического или механического соединителя.

7.16.4.3 Уплотнение повторного ввода

В сопряжение между сопряжением спуско-подъемного инструмента устьевого елки может быть включен дополнительный уплотнительный барьер. Это уплотнение охватывает переводники-удлинители проходного канала и может включать в себя гидравлические управляющие контуры. Номинальное рабочее давление этой прокладки должен указать изготовитель.

Предельное давление этой прокладки должно быть, как минимум, равно номинальному рабочему давлению устьевого елки или максимальному ожидаемому управляющему давлению скважинного предохранительного клапана, смотря которое из них большее, если это уплотнение включает в себя управляющий контур (контур) SCVSSV, если не предусмотрен сброс, как описано в 5.1.2.1.1.

7.16.4.4 Переводники-удлинители или уплотнения

Переводники-удлинители или уплотнения (если используются) должны соединять сопрягаемые поверхности в верхнем соединении устьевого елки с целью изоляции каждого проходного канала. Уплотнительным механизмом должно быть уплотнение (уплотнения) метал-к-металлу или резервные неметаллические уплотнения.

При многоканальных применениях, которые используют уплотнения повторного ввода, как описано в 7.16.4.3, каждый переводник-удлинитель или уплотнение должны проектироваться таким образом, чтобы выдерживать внешнее давление, как указано изготовителем.

7.16.4.5 Управляющие устройства и контрольно-измерительная аппаратура

Контуров управляющей системы и контрольно-измерительной системы сбора данных могут проходить через корпус спуско-подъемного инструмента устьевого елки. Изготовитель несет ответственность за особенности конструкции и выбор материалов для компонентов.

7.16.4.6 Сопряжение спуско-подъемной колонны

Спуско-подъемный инструмент устьевой елки может сопрягаться с одним или несколькими из нижеперечисленных компонентов:

- система бурового райзера;
- подводный WCT-BOP или резак для троса;
- райзер для заканчивания скважины или силовое соединение;
- спуско-подъемная колонна бурильных труб или НКТ;
- LRP;
- система развертывания каната.

7.16.4.7 Направление и ориентация

Необходимо обеспечить согласование направления и ориентации относительно другого подводного оборудования, а также возможность расширения конфигурации, определенной в 7.15.2.1.

7.16.4.8 Сопряжение управляющей системы

Управляющее сопряжение спуско-подъемного инструмента устьевой елки и/или ремонта, как правило, передает управление подводной елкой от обычного поверхностного эксплуатационного управляющего пункта к системе управления ремонтом. При работе в режиме ремонта протокол следует передавать в систему управления ремонтом.

7.16.4.9 Дублирующее устройство отсоединения

Соединители спуско-подъемных инструментов устьевых елок с гидравлическими приводными механизмами необходимо проектировать с возможностью дублирующего метода отсоединения. Необходимо просчитывать методы с использованием ROV/водолаза/дистанционного инструмента. Для возможности приведения в действие дублирующего отсоединения трубопровод гидравлической линии управления открытием и закрытием должен располагаться с учетом обеспечения возможности отрезания при участии водолаза/ROV или содержать средства для сброса гидравлического замыкающего давления, если необходимо.

7.16.4.10 Индикация позиционирования

Соединители спуско-подъемного инструмента устьевой елки с дистанционным управлением должны оборудоваться внешним индикатором позиционирования, удобным для наблюдения водолазом/ROV.

7.16.5 Материалы

Детали спуско-подъемного инструмента устьевой елки, которые могут быть подвержены воздействию скважинных флюидов, должны изготавливаться из материалов, соответствующих требованиям, как указано в 5.2.

7.16.6 Заводские приемочные испытания

Для проверки рабочих и отсоединяющих механизмов, механизмов перехода с автоматического на ручной режим управления и запирающих механизмов функциональные испытания должны проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Испытание должно подтвердить, что фактические рабочие нагрузки/давления находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

Спуско-подъемные инструменты устьевых елок, работающие под давлением, должны испытываться в соответствии с 7.8.4.2, в зависимости от применимых требований.

7.17 Трубная обвязка устьевой елки

7.17.1 Общие положения

Термин трубная обвязка применим для описания для труб, фитингов или напорных трубопроводов, кроме клапанов и дросселей, от вертикальных проходных каналов устьевой елки до соединения (соединений) выкидного трубопровода, выходящих из подводной елки. Трубная обвязка может использоваться для эксплуатации, работы с внутренними снарядами, мониторинга, нагнетания воды, газа и химических реагентов, обслуживания или испытания подводной елки.

Внутренняя трубная обвязка устьевой елки располагается до последнего клапана устьевой елки (включая дроссельные компоновки).

Внешняя трубная обвязка устьевого елки располагается после последнего клапана устьевого елки, но до соединения выкидного трубопровода.

В местах продления трубной обвязки за направляющую раму устьевого елки, необходимо обеспечить ее защиту. При проектировании маршрутов трубных петель и их защиты следует учитывать необходимость доступа водолаза/ROV/ROT для проведения работ с устьевой елкой.

7.17.2 Конструкция

7.17.2.1 Допустимые напряжения

Внешняя трубная обвязка устьевого елки должна соответствовать требованиям действующих документально оформленных норм на трубную обвязку, таких как ANSI/ASME B31.4, ANSI/ASME B31.8 или ANSI/ASME B31.3. Проектное номинальное рабочее давление внешней трубной обвязки, как минимум, должно быть равно номинальному давлению устьевого елки. Внутренняя трубная обвязка должна проектироваться в соответствии с 5.1. Во всех случаях необходимо учитывать следующее:

- допустимое напряжение при рабочем давлении;
- допустимое напряжение при давлении испытания;
- внешнее нагружение;
- допуски;
- допустимая коррозия/эрозия;
- температура;
- уменьшение толщины стенки при изгибе;
- вибрация.

7.17.2.2 Рабочие параметры

Рабочие параметры трубной обвязки устьевого елки основываются на применении, температуре, материале и внешнем нагружении каждой трубы. Трубная обвязка устьевого елки должна проектироваться с учетом возможности изгиба для перемещения соединителей и компенсации допусков изготовления. Особое внимание должно уделяться трубной обвязке после

дросселей вследствие возможных высоких скоростей флюида и низких температур; см. раздел 5.

7.17.2.3 Трубопроводные петли трубной обвязки устьевой елки

Трубопроводные петли трубной обвязки устьевой елки могут изготавливаться с использованием штампованных фитингов или предварительно изогнутых секций, а также могут изготавливаться как непрерывный элемент. Возможно использование гибки в холодном и горячем состоянии. Колена, которые должны использоваться при работе с H_2S , должны соответствовать требованиям ИСО 15156 (все части). Колена, изготовленные индукционным методом, должны изготавливаться в соответствии с квалифицированными процедурами и требованиями поставщиков.

7.17.2.4 Трубопроводные петли системы TFL трубной обвязки устьевой елки

Трубопроводные петли системы TFL трубной обвязки также должны проектироваться в соответствии с ИСО 13628-3 для инструментов закачивания систем TFL в скважину и, как указано в 7.10.

7.17.2.5 Работа с внутренними снарядами

Изготовитель должен документировать возможность работы со скребками для очистки и инспектирования трубопровода в трубной обвязке устьевой елки там, где предусматривается выполнение таких работ. Демонстрация возможности работы со скребками для очистки и инспектирования трубопровода в предполагаемой трубной обвязке должна быть согласована между заказчиком и изготовителем.

7.17.2.6 Сопряжение соединителя выкидного трубопровода

Соединитель трубной обвязки устьевой елки и выкидного трубопровода там, где это требуется системой, должен проектироваться с обеспечением необходимой гибкости соединителя в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. В

качестве альтернативного решения такую гибкость возможно предусмотреть в системе сопряжения трубной обвязки. Комбинация создаваемых в соединенной труберастягивающих нагрузок, постоянного изгибающего напряжения, теплового расширения, отклонения устьевого оборудования и заданного рабочего давления не должна превышать допустимое напряжение, как это определено в 7.17.2.1. Напряжения, возникающие при сборке, могут превышать уровень, указанный в 7.17.2.1, но не должны превышать минимальный предел текучести материала.

Проходы датчиков давления/температуры и нагнетания химических реагентов, размещаемые на внутренней трубной обвязке, должны оборудоваться фланцевыми или шпилечными выходными соединениями, которые выполнены в соответствии с 7.1 или 7.4.

Проходы, размещаемые на внешней трубной обвязке, могут быть фланцевыми, резьбовыми или приварными на утолщении. Резьбовые соединения должны соответствовать требованиям, как описано в 7.3, фланцевые соединения должны соответствовать 7.1 или 7.4 и приварные на утолщении соединения должны соответствовать ANSI/ASME B16.11.

Ограждение соединений датчиков должно обеспечиваться путем размещения портов на защищенных участках или путем изготовления защитных ограждений или укрытий.

7.17.2.7 Точка смены технических условий

Расположение точки смены технических условий между требованиями настоящих технических условий (на устьевой елке или CGV) и техническими условиями на выкидные трубопроводы/транспортные трубопроводы определяется ниже.

Для точки смены технических условий устьевой елки и трубной головки/CGV применяются следующие условия:

– нормы проектирования: В соответствии с 7.17.1 вся внутренняя трубная обвязка (до бокового клапана) должна проектироваться в

соответствии с 5.1. Внешняя трубная обвязка должна соответствовать указанным нормам на трубную обвязку, используя RWP подводной устьевой елки в качестве проектного давления для норм проектирования трубной обвязки. Нормы проектирования трубной обвязки включают: API RP 1111, ANSI/ASME B31.4, ANSI/ASME B31.8 или ANSI/ASME B31.3. Концевые соединения/фитинги для внутренней и наружной трубных обвязок должны проектироваться в соответствии с 7.1 - 7.4 независимо от используемых норм на трубную обвязку;

– испытание: Испытания для внутренней трубной обвязки должны соответствовать требованиям, как указано в 5.4. Внешняя трубная обвязка должна соответствовать указанным нормам на трубную обвязку;

– материалы: Материалы для внутренней трубной обвязки должны соответствовать требованиям, как указано в 5.2. Материалы для внешней трубной обвязки и трубных фитингов должны соответствовать требованиям указанных норм на трубную обвязку. Например, толщина стенки, рассчитанная по ANSI/ASME B31.3, требует использования допустимых напряжений материала по ANSI/ASME B31.3;

– сварка внутренней трубной обвязки должна соответствовать требованиям, как указано в 5.3. Сварка внешней трубной обвязки должна соответствовать требованиям указанных норм на трубную обвязку или как указано в 5.3, что из них применимо.

7.18 Соединительные системы выкидных трубопроводов

7.18.1 Общие сведения – Типы и области применения

В 7.18 рассматриваются смонтированные на устьевой елке соединительные системы выкидных трубопроводов, которые используются для соединения подводных выкидных трубопроводов, шлангокабелей, гибких трубных соединителей, т.д. с подводными устьевыми елками.

7.18.2 Опорная рама соединителя выкидного трубопровода

7.18.2.1 Общие положения

Соединительная система должна защищаться соответствующим образом спроектированной опорной рамой прикрепляемой к подводной устьевой елке и/или подводному устьевому оборудованию. Опорная рама должна крепиться к корпусу устьевого оборудования, PGB, GRA или CGB, устьевой елке или раме устьевой елки, или другим конструкционным элементам, пригодным для приложения ожидаемых нагрузочных условий.

7.18.2.2 Конструкция

7.18.2.2.1 Нагрузки

При проектировании опорной рамы соединителя выкидного трубопровода изготовителю следует учитывать и документировать следующие нагрузки:

- нагрузки от натяжения выкидного трубопровода, провисания и/или сопротивления при установке;
- усилия, возникающие при ориентировании выкидного трубопровода (крутящие, боковые и осевые) в процессе установки;
- силы реакции выкидного трубопровода вследствие остаточных напряжений, веса выкидного трубопровода, теплового расширения/сокращения и воздействия эксплуатационных условий/условий окружающей среды;
- реакции на нагрузки вследствие воздействия окружающей среды на соединительные инструменты выкидного трубопровода при спуске/извлечении и техобслуживании;
- силы реакции/выравнивания выкидного трубопровода при натяжении устьевой елки для обслуживания;
- дополнительные нагрузки от выкидного трубопровода/шлангокабеля;
- отклонение устьевого оборудования;
- внутреннее и наружное давление (рабочие и гидростатические/газовые испытания).

7.18.2.2.2 Функциональные требования

Опорная рама соединителя выкидного трубопровода должна передавать конструкционному элементу нагрузки, действующие на выкидной трубопровод и шлангокабель, чтобы обеспечить следующее:

- защита клапанов устьевой елки и/или трубной обвязки устьевой елки от нагрузок выкидного трубопровода/шлангокабеля, которые могли бы повредить эти компоненты;
- обеспечение и поддержание центрирования критических сопрягаемых компонентов в процессе установки;
- возможность удаления и замены устьевой елки без повреждения критических сопрягаемых компонентов.

Опорная рама соединителя выкидного трубопровода должна проектироваться таким образом, чтобы не допустить создания помех для блока ВОР.

7.18.3 Соединители выкидного трубопровода

7.18.3.1 Общие сведения

Соединитель выкидного трубопровода и связанные с ним спуско-подъемные инструменты обеспечивают соединение подводного выкидного трубопровода (трубопроводов) и/или шлангокабеля (шлангокабелей) с подводной устьевой елкой. В некоторых случаях соединитель выкидного трубопровода также позволяет производить разъединение и демонтаж устьевой елки без извлечения подводного выкидного трубопровода/шлангокабеля на поверхность.

Соединители выкидных трубопроводов, в целом, подразделяются на три категории:

- a) ручные соединители, управляемые водолазами или ROV;
- b) гидравлические соединители с нераздельной гидравлической системой, аналогичной соединителям подводного устьевого оборудования;

с) механические соединители с гидравлическими приводными механизмами, включенными в отдельный спуско-подъемный инструмент.

7.18.3.2 Конструкция

Соединители выкидных трубопроводов должны иметь RWP, равный RWP устьевого елки. Конструкция соединителей выкидных трубопроводов должна соответствовать указанным нормам на трубную обвязку, используя RWP подводной устьевого елки в качестве проектного давления для норм проектирования трубной обвязки. Гидравлические контуры должны проектироваться в соответствии с 5.4.7.

7.18.3.3 Нагрузки

При проектировании соединителя выкидного трубопровода необходимо учитывать и документировать изготовителем следующие нагрузки:

- нагрузки от затаскивания выкидного трубопровода, провисания и/или сопротивления при установке;
- усилия, возникающие при выравнивании выкидного трубопровода (крутящие, боковые и осевые) в процессе установки;
- реакционные силы выкидного трубопровода вследствие остаточных напряжений, веса выкидного трубопровода, теплового расширения/сокращения и воздействия эксплуатационных условий/условий окружающей среды;
- реакции вследствие нагрузки от воздействия окружающей среды на соединительные инструменты выкидного трубопровода при спуске/извлечении и техобслуживании;
- силы реакции/выравнивания выкидного трубопровода при натяжении устьевого елки для обслуживания;
- дополнительные нагрузки от выкидного трубопровода/шлангокабеля;
- отклонение устьевого оборудования;

– внутреннее и наружное давления (рабочие и гидростатические/газовые испытания);

– нагрузка, возникающая при нарушении условия удержания неизменного положения судна.

Соединитель выкидного трубопровода должен обеспечивать герметичность при заданных условиях давления и внешнего нагружения.

После активизации зажима гидравлические соединители выкидных линий должны оставаться в самозакрепленном состоянии без необходимости поддержания гидравлического давления. Соединители должны проектироваться с защитой от раскрепления из-за циклических нагрузок при установке и/или эксплуатации. Это должно достигаться путем использования механической закрепляющей системы или дублирующей системы, или других подтвержденных средств. Механические зажимные устройства должны предусматривать наличие механизма освобождения в случае неисправности.

7.18.3.4 Размеры

Необходимо предусмотреть согласованность размеров проходных каналов соединителей выкидных трубопроводов с размерами проходных выкидных трубопроводов.

В случае использования системы TFL, геометрия проходных каналов системы TFL должна соответствовать требованиям ИСО 13628-3 для систем, закачиваемых через выкидную линию.

В случае необходимости работы с внутренним инструментом проходной канал соединителей выкидных трубопроводов должен иметь форму переходных участков и внутреннего профиля, совместимых с типом внутреннего инструмента (инструментов), указанным изготовителем.

Концевые соединения, используемые на соединителе выкидного трубопровода (фланцы, соединительные патрубки или другие типы соединений) должны соответствовать требованиям 7.1 – 7.6.

Подготовительные работы для сварных концевых соединений должны соответствовать 7.1.2.

Концевое сопряжение между соединителем выкидного трубопровода и выкидным трубопроводом должно соответствовать требованиям 7.1 – 7.4 со стороны соединителя выкидного трубопровода, а также требованиям указанных норм на трубную обвязку со стороны выкидного трубопровода.

7.18.3.5 Функциональные требования

Для соединения без повреждения уплотняющих компонентов или конструктивных элементов соединения следует обеспечивать необходимое расположение и центрирование сопрягаемых компонентов соединителя выкидного трубопровода и/или его соответствующего спуско-подъемного инструмента. Уплотнения и уплотнительные поверхности должны проектироваться таким образом, чтобы существовала возможность их сохранности в процессе операций установки.

Важнейшие соединения выкидных трубопроводов должны использовать уплотнения «металл-к-металлу». Уплотнительные элементы металлических уплотнений должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, за исключением случаев, когда базовый материал является коррозионно-стойким.

При герметизации многоканальными уплотнениями наружными к окружающей среде или дублирующим уплотнением, необходимо предусмотреть уплотнения двунаправленных каналов для предотвращения перетоков между отдельными каналами.

Соединительная система выкидного трубопровода должна предоставлять возможности для испытания под давлением соединений выкидного трубопровода и/или шлангокабеля после установки и подсоединения.

Соединитель выкидного трубопровода должен иметь такое же номинальное рабочее давление, что и подводная устьевая елка. Должны быть

представлены средства для испытания под давлением устьевого елки и ее сопряженных клапанов и дросселей без превышения номинального давления испытания соединителя выкидного трубопровода.

Для соединителя выкидного трубопровода должны включать в себя визуальные средства для наружного контроля положения.

Компоненты соединителя выкидного трубопровода, расположенные после дросселя, могут иметь меньшую номинальную температуру, чем система устьевого елки.

7.18.4 Испытания

7.18.4.1 Общие положения

В данном разделе рассматриваются испытания системы соединителей выкидных трубопроводов в состав которой входят опорная рама соединителя выкидного трубопровода, соединитель выкидного трубопровода, трубопроводные петли, а также сопрягаемый инструмент для спуска/извлечения и технического обслуживания.

7.18.4.2 Валидационные испытания

Испытания должны проводиться для подтверждения конструкционной целостности и герметичности системы соединителей выкидных трубопроводов под номинальными нагрузками, указанными изготовителем в соответствии с 6.1. Такие испытания должны также принимать во внимание:

- моделирование работы инструментов для спуска/извлечения под нагрузками, ожидаемыми в процессе реальных установок на месте;
- моделирование нагрузок от натяжения и/или провисания выкидного трубопровода (в зависимости от конкретного случая) в процессе установки и соединения выкидного трубопровода;
- удаление и замена критических уплотнений соединителей выкидного трубопровода для дистанционно заменяемых уплотнений;
- функциональные испытания требуемых инструментов для спуска/извлечения и техобслуживания;

- максимально допустимая несоосность;
- квалификационное испытание соединения, включая кручение, изгиб, давление и температуру.

Изготовитель должен документально оформить успешное завершение вышеуказанных испытаний.

7.18.4.3 Заводские приемо-сдаточные испытания

Заводские приемо-сдаточные испытания описаны далее в перечислениях а) - с).

а) Конструкционный компонент

Стыкуемые конструкционные компоненты должны испытываться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для посадок и функций с использованием фактически существующего сопрягаемого оборудования или испытательных устройств.

б) Компоненты, работающие под давлением

Для верификации основных и дублирующих освобождающих механизмов, механизмов перевода с автоматического на ручной режим управления, а также зажимных механизмов функциональные испытания должны проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Целью испытания является подтверждение соответствия фактических нагрузок/давления документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Соединители выкидных трубопроводов необходимо проверять гидростатическими испытаниями в соответствии с указанными нормами трубной обвязки с использованием RWP подводной елки в качестве проектного давления для норм трубной обвязки. Дополнительно, соединитель выкидного трубопровода должен испытываться в соответствии с 7.8.4.2, в зависимости от применимых требований.

с) Спуско-подъемные инструменты

Функциональные испытания инструментов для спуска/извлечения и технического обслуживания должны проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для верификации основных и дублирующих рабочих и освобождающих механизмов, механизмов перевода с автоматического на ручной режим управления и зажимных механизмов. Целью испытания является подтверждение соответствия фактических нагрузок/давления в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

7.18.5 Испытания в реальных условиях

Испытания в реальных условиях выходят за область применения настоящей части стандарта. Тем не менее, при необходимости испытания выкидных трубопроводов в реальных условиях при давлениях выше номинального рабочего давления устьевого елки, то может потребоваться испытательный изолирующий клапан с более высоким рабочим давлением, чем давление устьевого елки.

7.19 Спуско-подъемный инструмент вспомогательного оборудования

7.19.1 Конструкция

7.19.1.1 Рабочие критерии

Изготовитель должен документально оформить рабочие критерии, критерии приемлемости и допуска для вспомогательного оборудования и его спускающих/извлекающих инструментов, так как это оборудование предназначено для монтажа на подводной устьевого елке. Вспомогательное оборудование может включать подводные манифольды дистанционного управления, съёмные дроссели, соединительное оборудование выкидных трубопроводов.

Спускающие/извлекающие и испытательные инструменты необходимо проектировать с учетом выполнения работ в условиях/обстановке, ожидаемых в процессе выполнения работ по спуско-подъему/извлечению и

операций ремонта в скважине. При определении особых эксплуатационных критериев (ограничения на проектные нагрузки и углы, т.д.) следует учитывать максимальные перемещения надводного судна и соответствующие максимальные растягивающие усилия и углы в спуско-подъемной колонне, которые могут возникать.

7.19.1.2 Нагрузки и прочность компонентов

При проектировании спуско-подъемного инструмента изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие параметры/условия нагружения:

- внутреннее и наружное давление;
- разделительные нагрузки давления должны основываться на наихудшем сочетании уплотнительных условий (должна предполагаться утечка на наибольшем дополнительном уплотнительном диаметре);
- механические нагрузки от предварительного нагружения;
- изгибающие и растягивающие нагрузки райзера;
- нагрузки от окружающей среды;
- усталостный анализ;
- вибрация;
- механические нагрузки (ударные) при установке;
- тяговое усилие и/или нагрузки от предварительного нагружения гидравлической соединительной муфты;
- дополнительное натяжение при установке/ремонтных работах;
- коррозия.

Изготовитель должен указать нагрузки/условия, в соответствии с которыми оборудование было спроектировано. Изготовитель должен задокументировать нагрузки/несущую способность для своего спуско-подъемного инструмента.

7.19.1.3 Сопряжения спуско-подъемного инструмента

Спуско-подъемный инструмент должен выполнять соединение, функции и разъединение при максимальных комбинированных нагрузках, как указано в 7.19.1.2.

Управляющие и/или испытательные соединения, которые входят в сопряжение, должны оставаться герметичными при максимальной номинальной комбинированной нагрузке.

7.19.1.4 Направление и ориентация

Если конструкция подводной елки используется для выравнивания и ориентации, то направляющие конструкции спуско-подъемного инструмента должны соответствовать или быть продолжением профилей, указанных в 7.15.2.1. Независимое выравнивание и ориентация должны проектироваться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

7.19.1.5 Дистанционное оборудование для работы на скважине

Дистанционные устройства для работы на скважине должны проектироваться в соответствии с требованиями ИСО 13628-8 или ИСО 13628-9.

7.20 Монтируемые на устьевой елке гидравлические/электрические/оптические управляющие сопряжения

7.20.1 Общие положения

Монтируемые на устьевой елке гидравлические/электрические/оптические управляющие сопряжения, рассматриваемые в настоящем стандарте, включают трубы, шланги, электрические или оптические кабели, фитинги или соединители, монтируемые на подводной устьевой елке, основании выкидных трубопроводов или сопряженных спускающих/извлекающих инструментах, используемые для передачи гидравлических, электрических или оптических сигналов, или гидравлической или электрической энергии между управляющими устройствами, приводными механизмами клапанов и

контролирующими устройствами на устьевой елке, основании выкидного трубопровода или спуско-подъемных инструментах и управляющем шлангокабеле (шлангокабелях) или каналах райзера.

7.20.2 Конструкция

7.20.2.1 Труба/трубная колонна/шланг

Допустимые напряжения в трубе/трубной колонне должны соответствовать ANSI/ASME B31.3. Конструкция шланга должна соответствовать ANSI/SAE J517 и должна включать верификацию эксплуатационных характеристик по ANSI/SAE J343. Конструкция должна учитывать следующее:

- допустимое напряжение при рабочем давлении;
- допустимое напряжение при давлении испытания;
- внешнее нагружение;
- смятие;
- допуски на изготовление;
- флюидную совместимость;
- скорость потока;
- коррозию/эрозию;
- диапазон температур;
- вибрацию.

7.20.2.2 Размер и давление

Трубы/трубопроводы/шланги должны иметь диаметр не менее 6,0 мм (0,25 дюйма). Размеры и номинальное давление отдельных трубопроводных линий должны определяться в соответствии с выполняемыми функциями. Необходимо предотвращать сужения в управляющих трубопроводах, которые могут создавать нежелательное падение давления в системе. Нагнетательные линии, скважинная гидравлика, испытательные линии, линии контроля давления или какие-либо линии, которые в соответствии с конструкцией будут подвергаться воздействию скважинного флюида,

должны рассчитываться на номинальное рабочее давление устьевого елки. Линии SCSSV рассчитываются на указанное рабочее давление SCSSV (дополнительную информацию см. в 5.1.2.1.1 и 9.2.7).

7.20.2.3 Оптоволоконные кабели и кабельные проходы

Оптические линии необходимо прокладывать внутри заполненных флюидом контуров, как правило, в заполненных флюидом шлангах в устройствах со свободным концом кабеля или коротким кабелем, а также металлических трубах для применения с более длинными шлангокабелями. Оптические окончания должны включать проходы отвечающие требованиям предотвращения утечки из этих контуров. Проходы для оптики в находящихся под давлением полостях или системах трубной обвязки должны быть проверены на полное дифференциальное давление между концами прохода. Оптические линии в заполненных флюидом шлангах должны включать достаточную свободную длину внутреннего световода для предотвращения натяжения световода при воздействии ожидаемых условий нагружения.

7.20.2.4 Оболочка

Трубы/трубопроводы/шланги/электрические или оптические кабели должны быть в оболочке, определяемой направляющими рамами устьевого елки, спускающего/извлекающего инструмента или базой выкидного трубопровода.

7.20.2.5 Разводка

Разводка каналов (труб/трубопроводов/шлангов/электрических или оптических кабелей) должна тщательно планироваться. Необходимо наличие опор и защиты каналов для минимизации повреждений в процессе испытания, установки/извлечения и обычных операций с подводной устьевой елкой. Недопустимо наличие пролетов и в случае необходимости, нужно предусмотреть опору и/или защита каналов, используя лотки/укрытия. Радиус изгиба изогнутого в холодном состоянии трубопровода не должен

превышать требований к деформации в холодном состоянии, установленных в ИСО 15156 (все части). Трубы холодного гнутья должны соответствовать ANSI/ASME B31.3. Для осуществления разъединения, продувки или отрезания с целью отключения гидравлической блокировки и осуществления механического перехода с автоматического на ручной режим управления трубопроводные проводки к гидравлическим соединителям устьевого елки, соединителям спуско-подъемного инструмента и соединителям выкидных трубопроводов должны быть доступными для водолазов/ROV/ROT.

Электрические кабели необходимо прокладывать с учетом требования удаления под действием гравитации через концевые терминалы любой воды попадающей в компенсированный шланг. Электрические кабели передачи сигналов должны быть экранированы/защищены для предотвращения взаимного влияния сигналов в параллельных цепях и других помех.

7.20.2.6 Трубопроводы и соединения с небольшим проходным каналом

Гидравлические соединительные муфты, концевые фитинги и муфты должны удовлетворять или превосходить требования действующих норм на трубную обвязку, используемых при проектировании трубной обвязки/трубопровода/шланга в 7.20.2.1. Небольшие проходные каналы трубопроводов [ID меньше, чем 25,4 мм (1,0 дюйм)] необходимо планировать таким образом, чтобы использовать минимальное количество фитингов или сварных соединений. Сварка может использоваться для соединения труб по усмотрению изготовителя. Фитинги и раструбные сварные швы могут использоваться на трубопроводах небольшого диаметра, которые не проходят в ствол скважины. Фитинги и раструбные сварные швы могут использоваться на трубопроводах небольшого диаметра, которые проходят в ствол скважины (например, нагнетание химических реагентов или SCSSV), если они расположены снаружи двух изолированных устройств, одно из которых управляется дистанционно. Соединения на трубопроводах

небольшого диаметра, которые проходят в ствол скважины внутри двух изолированных устройств, должны быть стыковыми сварными соединениями с полным проплавлением, как указано в 5.3.1. Фитинги трубопроводов и шлангов должны испытываться для подтверждения их изолированности от системы катодной защиты.

Требования к качеству для трубопроводов и соединений с небольшим проходным каналом должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Компоновка стыковочной соединительной муфты/установочной пластины должна проектироваться таким образом, чтобы выдерживать номинальное рабочее давление, прикладываемое одновременно к каждому управляющему каналу без деформации, которая приведет к отклонению от любых других функциональных требований документально оформленных технических условий изготовителя. Дополнительно, при использовании управляющих соединительных муфт с неуравновешенным давлением изготовитель должен определить и документировать номинальную глубину воды, при которой пластина муфты/соединительная пластина в состоянии разъединять управляющие соединительные муфты без деформирующего повреждения узлов пластин при нулевом давлении внутри соединительных муфт. Изготовитель должен определить и документально оформить усилие, необходимое для разъединения при номинальной глубине воды и нулевом давлении внутри соединительных муфт.

Специализированные конструкции стыковочной соединительной муфты и установочной пластины должны удовлетворять испытательным требованиям, как указано в 7.20.5.

7.20.2.7 Электрические соединители

Собираемые под водой сопряжения электрических соединений должны быть защищены от поступления воды или внешних загрязнений. В извлекаемых половинах электрических соединителей проводного типа

необходимо наличие уплотнений, основных компенсационных камер, наконечников, пружин, т.д. В конструкции неизвлекаемой части следует учитывать влияния коррозии, известкования, катодной защиты, т.д.

7.20.2.8 Оптические соединители

Собираемые под водой сопряжения оптических соединений необходимо наличие камер с компенсированным давлением, в которых сопрягаются конечные оптические соединения. Конструкция должна иметь защиту от поступления воды или внешних загрязнителей, которые могли бы потенциально противодействовать стыковке оптических кабелей. В идеальном варианте оптическим соединителям необходимо иметь автоматический механизм для очистки торцевой оптической поверхности перед их окончательным сопряжением.

7.20.2.9 Стыковочные устройства/соединительные муфты управляющих линий

Как минимум, стыковочные устройства управляющих линий для SCSSV, эксплуатационного коренного клапана (клапанов), эксплуатационного бокового клапана и кольцевого клапана должны проектироваться так, чтобы не захватывать давление при разъединении управляющих стыковочных устройств, за исключением случаев, когда это допустимо в соответствии с требованиями, указанными в 9.2.9.

Вентилируемые и невентилируемые управляющие стыковочные устройства должны проектироваться с учетом минимизации поступления морской воды при соединении/разъединении. Соединения должны быть способными разъединяться при номинальном внутреннем рабочем давлении без отрицательного воздействия на уплотняющее сопряжение. Часть устройства, содержащая уплотнения, должна располагаться в извлекаемом узле. Управляющее стыкующее устройство необходимо проектировать с учетом удержания в дополнение к внутреннему рабочему давлению внешнего гидростатического давления при номинальной глубине воды,

указанной изготовителем. Стыковочные устройства должны сохранять герметичность при давлениях в пределах их номинальных значений, как в сопряженном, так и в несопряженном (невентилируемый тип) состоянии, за исключением отмеченного в 7.20.

Примечание - Вентилируемые управляющие стыковочные устройства первоначально рассматривались как техническая характеристика подводной устьевой елки, когда управление устьевым оборудованием осуществляется напрямую или гидравлической управляющей системой. Конструкция сопряжения подводной елки с отдельными гидравлическими управляющими линиями часто включает тарельчатые соединители для защиты линий от поступления частиц породы и морской воды. Если вентилируемое управляющее стыковочное устройство было отделено во время серьезного повреждения или аварийного отключения до того, как могло быть сброшено давление в гидравлической линии, тарелка отдельного стыковочного устройства может удерживать давление гидравлической управляющей линии ниже тарелки, не допуская закрытие упомянутых выше предохранительных устройств, которые закрываются при отказе. Требования вентилируемого управляющего стыковочного устройства исключают возможность запираания давления.

Для других конфигураций управляющих систем или их внутренних сопряжений, требование наличия вентилируемого управляющего стыковочного устройства не предъявляется, предусматривая включение характеристик отказоустойчивости для обеспечения закрытия предохранительных устройств, закрывающихся при отказе. В ИСО 13628-6/API 17F представлены рекомендации по предотвращению ситуаций захвата гидравлического давления для таких управляющих систем.

7.20.2.10 Выравнивание/ориентация установочных пластин

Используемые на подводном манифольде дистанционного управления, колпаке устьевой елки, спуско-подъемном инструменте устьевой елки, т.д. многопортовые гидравлические установочные пластины должны иметь систему выравнивания для обеспечения надлежащего центрирования соединительных муфт перед сопряжением их уплотнений. Стыковочные соединительные муфты должны монтироваться таким образом, чтобы

устранять любую несоосность в процессе соединения. Выравнивание также не должно нарушать соответствие между каналами шлангокабеля и трубопроводной системы устьевой елки, например, выравнивание должно осуществляться только в одной ориентации.

7.20.3 Технология сборки

7.20.3.1 Чистота в процессе сборки

В процессе сборки следует использовать подходящие технологии для поддержания чистоты трубопроводов/трубной обвязки/фитингов.

7.20.3.2 Промывка

После сборки трубопроводные каналы и оборудование с гидравлическим приводом должны промываться с учетом требований к чистоте по SAE/AS 4059. Класс чистоты должен согласовываться между изготовителем и покупателем. При окончательной промывке должен использоваться флюид, совместимый с флюидом используемым при эксплуатации на месте. Оборудование при поставке должно быть заполнено гидравлическим флюидом. После завершения операций промывки/испытания фитинги, гидравлические муфты, т.д. должны быть закрыты пробками для предупреждения загрязнения пылью в процессе хранения и извлечения.

7.20.4 Материалы

7.20.4.1 Коррозия

Трубы/трубопроводы и концевые фитинги, соединители и плиты соединителей должны изготавливаться материала, стойкого к атмосферной коррозии и коррозии в морской воде.

Трубы/трубопроводы/шланги, которые контактируют со скважинными флюидами или нагнетаемыми химическими реагентами, должны изготавливаться из материала, совместимого с этими флюидами. Рекомендуемые процедуры испытаний можно найти в приложении J.

7.20.4.2 Материалы уплотнений

Материалы уплотнений должны соответствовать типу гидравлического управляющего флюида, который используется в системе. Уплотнения, которые контактируют со скважинными флюидами или нагнетаемыми химическими реагентами, должны изготавливаться из материала, совместимого с этими флюидами.

7.20.5 Испытания

7.20.5.1 Трубопроводы, шланги и соединения небольшого диаметра

Испытания собранных труб/трубопроводов/шлангов и концевых фитингов, соединителей и плит соединителей, подвергаемых воздействию эксплуатационного давления, должны соответствовать требованиям, как указано в 5.4, за исключением того, что давление испытания не должно превышать давление испытания компонента в системе с наименьшим номинальным давлением, как указано в 5.4.7. Испытание собранных труб/трубопроводов/шлангов и концевых фитингов, соединителей и плит соединителей, транспортирующих управляющий флюид, должно соответствовать ANSI/ASME B31.3, как указано в 5.4.7. Испытания FAT для шлангов на оборудовании, которое доступно на поверхности из-за его расположения или эксплуатации, должны повторяться для шлангов старше пяти лет.

7.20.5.2 Сборка стыковочного устройства/установочной пластины

Сборка стыковочного устройства/установочной пластины должна испытываться при номинальном рабочем давлении, прикладываемом одновременно к каждому управляющему каналу в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

7.20.6 Маркировка плиты соединителя

Каждая плита соединителя должна иметь постоянную маркировку со следующей минимальной информацией:

- a) идентификационный номер;

б) номер обозначения канала или буквы, идентифицирующие каждый канал/соединитель.

Идентификационные номера, обозначения каналов, значения рабочего давления для каждого канала и другую соответствующую информацию необходимо включать в проектную документацию.

7.21 Подводные дроссели и приводные механизмы

7.21.2 Общие положения

В данном подразделе рассматриваются дроссели, приводные механизмы и их компоновки, применяемые в подводных условиях. Он определяет требования для стандартов на эксплуатационные характеристики компоновок дросселей/приводных механизмов, размеры, конструкции, материалы, испытания, маркировку, хранение и транспортировку. Областью применения подводных дросселей является добыча, газлифтная эксплуатация и нагнетание.

В конструкции системы устьевой елки необходимо учитывать требования к замене сильно изношенных элементов подводного дросселя, включая изоляцию перед извлечением и испытание последующей установки. При размещении дросселя необходимо обеспечивать надлежащее пространство для извлечения и операций перевода с автоматического на ручной режим управления с участием водолаза/ROV.

7.21.2 Подводные дроссели

7.21.2.1 Общие положения

7.21.2.1.1 Регулируемые дроссели

Регулируемые дроссели имеют запорную диафрагму переменного сечения с внешним управлением и могут соединяться с линейным клапанным механизмом открытия с индикацией.

7.21.2.1.2 Нерегулируемые дроссели

Нерегулируемые дроссели используют заменяемые детали, имеющие диафрагмы фиксированного размера, называемые втулками.

7.21.2.1.3 Конфигурация диафрагмы

Для дросселей существуют разнообразные конфигурации диафрагмы (иногда упоминаемые, как «насадки»). Шесть наиболее широко используемых конфигураций диафрагм - это поворачивающийся диск, игла и седло, пробка и клетка, скользящая втулка и клетка, клетка и наружная втулка, и многоступенчатая. Примеры конфигураций диафрагм показаны на рисунке 10. Оптимальная конфигурация диафрагмы выбирается на основании значений рабочего давления, температуры и типа среды потока.

7.21.2.1.4 Пропускная способность дросселя

Изготовитель должен документально описать расход, с учетом максимальной диафрагмы, давления, температуры и типа среды потока.

Пропускная способность дросселя определяется в соответствии с требованиями ISA SP75.01 и ISA 75.02 для ожидаемого и фактического значений расхода при добыче и условий флюида (давление и температура). Информация, представленная в Приложении М как руководящие указания по закупке, должна предоставляться изготовителю дросселя для определения его размеров.

7.21.2.2 Конструкция

7.21.2.2.1 Общие положения

Проектирование подводных дросселей должно соответствовать общим проектным требованиям, как указано в 5.1.

7.21.2.2.2 Проектные и рабочие параметры

Изготовители должны документально оформлять следующие проектные и рабочие параметры дросселя:

- максимальное значение номинального давления;
- максимальное значение обратного номинального дифференциального давления;
- максимальный C_v ;
- номинальная величина температуры:

- максимальная,
- минимальная;
- уровень УТТ;
- класс материала;
- тип дросселя (вид извлекаемости):
 - неизвлекаемый,
 - извлекаемый при участии водолаза,
 - инструментально извлекаемый;
- функциональный вид дросселя:
 - регулируемый дроссель с помощью ручного приводного механизма,
 - регулируемый дроссель с помощью гидравлического приводного механизма;
- концевые соединения:
 - размер и номинальная величина давления,
 - размер кольцевых прокладок (если применимо);
- тип операции:
 - ROV,
 - ROT,
 - с участием водолаза,
 - конфигурация с рабочим инструментом подводного манипулятора;
- номинальная глубина воды.

7.21.2.2.3 Номинальное значение давления

В область применения настоящего международного стандарта входят подводные дроссели с RWP 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²).

Для дросселей с концевыми соединения с различными значениями номинального давления номинальное значение детали, работающей под

давлением, с наименьшим номинальным значением давления должно быть номинальным значением подводного дросселя. Номинальное рабочее давление подводного дросселя должно быть равным или больше номинального рабочего давления подводной устьевой елки.

7.21.2.2.4 Номинальное значение температуры

Компоненты подводных дросселей, работающие под давлением, должны проектироваться для номинальных значений температуры, указанных в 5.1.2.2. Для подводных дросселей, максимальное номинальное значение температуры базируется на наиболее высокой температуре флюида, проходящего через дроссель. Подводные дроссели должны иметь максимальное номинальное значение температуры, равное или большее, чем у устьевой елки. Минимальное номинальное значение температуры подводных дросселей должно соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя, но при этом должно быть равно или меньше, чем номинальное значение устьевой елки.

7.21.2.2.5 Концевые соединения

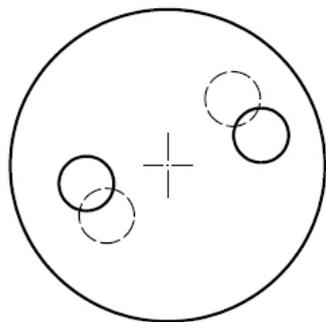
Концевые соединения для дросселей должны соответствовать требованиям, как указано в 7.1 – 7.6.

7.21.2.2.6 Требования к продувке

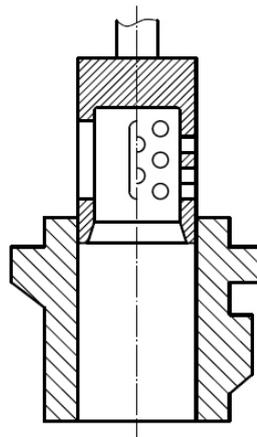
Подводные дроссели должны проектироваться с учетом требования недопущения захвата давления во внутренних полостях. Система должна включать средства для облегчения сброса давления до освобождения и в процессе посадки соединителя крышки с корпусом.

7.21.2.2.7 Требования к внешнему давлению

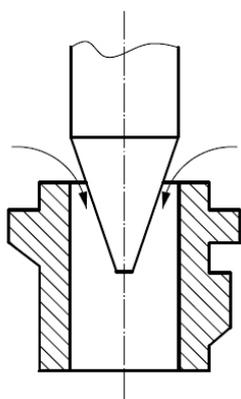
Подводные дроссели должны проектироваться таким образом, чтобы выдерживать внешнее гидростатическое давление на максимальной номинальной глубине воды. Конструкция не должна допускать проникновение воды от внешнего гидростатического давления.



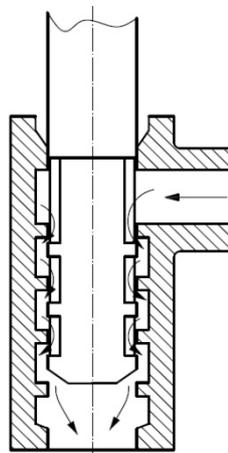
а) Поворачивающийся диски



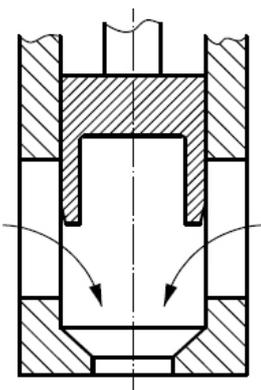
д) Скользящая втулка и клетка



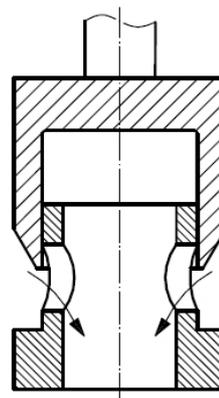
б) Игла и седло



е) Многоступенчатый/каскадный



с) Пробка и клетка



ф) Клетка и наружная втулка

Рисунок 10 - Широко используемые конфигурации диафрагм дросселя

7.21.2.3 Испытания дросселя

7.21.2.3.1 Заводские приемочные испытания

Гидростатическое испытание подводных дросселей должно соответствовать требованиям, как указано в 5.4. Протокол данных FAT для подводного дросселя см. таблицы 23 и 24.

Таблица 23 – Пример документации заводских приемочных испытаний для эксплуатационных испытаний подводного дросселя с гидравлическим приводом (дроссель с гидравлическим приводом)

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

№ Исп.	№ Цикл.	Давление дросселя	Гидравлическое давление, необходимое для того, чтобы:		Верификация, что дроссель работает плавно и без отхода назад						Обратное давление ^{a)}	
					При открытии			При закрытии				
			Открыть дроссель	Закрыть дроссель	Да	Нет	Наблюдение	Да	Нет	Наблюдение	Открыть	Закрыть
1	1	Атмосферное										
	2	Атмосферное										
	3	Атмосферное										
2	1	Рабочее давление										
	2	Рабочее давление										
	3	Рабочее давление										
	4	Рабочее давление										
	5	Рабочее давление										

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

^{a)} Давление для смены последовательности направления работы должно быть меньше 90 % гидравлического давления, используемого для перехода или дополнительного хода на линейных приводных механизмах.

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

Таблица 24 – Пример документации заводских приемочных испытаний для эксплуатационных испытаний подводного дросселя с механическим приводом и/или гидравлическим приводом и механическим переводом с автоматического на ручной режим управления (дроссель с ручным приводом и дроссель с гидравлическим приводом и механическим переводом с автоматического на ручной режим управления)

№ Исп.	№ Цикл.	Давление дросселя	Верификация, что дроссель работает плавно и без отхода назад в пределах крутящего момента, указанного изготовителем										
			при открытии					при закрытии					
			Да	Нет	Нач. крут. момент	Раб. крут. момент	Наблю- дение	Да	Нет	Нач. крут. момент	Раб. крут. момент	Наблю- дение	
1	1	Атмосферное											
	2	Атмосферное											
	3	Атмосферное											
2	1	Рабочее давление											
	2	Рабочее давление											
	3	Рабочее давление											

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

	4	Рабочее давление										
	5	Рабочее давление										

7.21.3 Приводные механизмы подводных дросселей

7.21.3.1 Общие положения

В 7.21.3 рассматриваются ручные и гидравлические приводные механизмы для подводного применения. Конструкция приводных механизмов с электрическими приводными механизмами или приводными механизмами от двигателя, а также управляющее оборудование с обратной связью, не входят в область применения настоящей части стандарта.

7.21.3.2 Конструкция

7.21.3.2.1 Общие положения

К приводным механизмам подводных дросселей применимы следующие требования:

а) конструкция приводных механизмов подводных дросселей должна соответствовать требованиям, как указано в 5.1;

б) в конструкции необходимо учитывать обрастание морскими организмами, загрязнение, тип гидравлического рабочего флюида и тип скважинного флюида, если приводной механизм подвержен его воздействию;

в) приводные механизмы подводных дросселей должны соответствовать номинальным значениям температуры указанным в 5.1.2.2.

7.21.3.2.2 Ручные приводные механизмы

К ручным приводным механизмам применимы следующие требования:

а) конструкция ручного приводного механизма должна обеспечивать легкость управления, возможность применения для работы водолазных инструментов, ADS и/или ROV;

б) производители должны документально оформлять требования к техническому обслуживанию и эксплуатационную информацию, такую как количество оборотов для открытия, рабочий крутящий момент, максимальный допустимый крутящий момент и, где применимо, линейное усилие для приведения в действие для ручных приводных механизмов или

механизмов перевода с автоматического на ручной режим управления для подводных дросселей;

с) управляемые вращением подводные дроссели должны поворачиваться против часовой стрелки для открытия и по часовой стрелке для закрытия, если смотреть со стороны штока;

д) устройства для дистанционного вмешательства должны проектироваться в соответствии с требованиями ИСО 13628-8 или ИСО 13628-9;

е) производитель должен документально оформить проектные и рабочие параметры ручного приводного механизма подводного дросселя, перечисленные в 7.22.3.2.4.

7.21.3.2.3 Гидравлические приводные механизмы

К гидравлическим приводным механизмам применимы следующие требования:

а) гидравлические приводные механизмы должны проектироваться для номинальных значений гидравлического рабочего давления 10,3 МПа (1 500 фунт/дюйм²), 20,7 МПа (3 000 фунт/дюйм²) или 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) или в соответствии с документально оформленными техническими условиями производителя;

б) усилие открытия и закрытия и/или крутящий момент гидравлических приводных механизмов должны управлять подводным дросселем при его эксплуатации в наиболее тяжелых проектных рабочих условиях без превышения 90 % гидравлического рабочего давления, как определено в перечислении а) 7.21.3.2.3;

с) гидравлические приводные механизмы должны проектироваться для конкретного дросселя или конкретной группы дросселей с учетом эксплуатационных характеристик и максимальных номинальных рабочих условий (диапазон температуры, давление, глубина) этих дросселей;

d) гидравлические приводные механизмы должны проектироваться с условием работы без повреждения дросселя или приводного механизма (в рамках, когда какое-либо другое функциональное требование не будет выполняться), когда гидравлическое давление приводного механизма (в пределах его номинального рабочего давления) прикладывается или сбрасывается при любых условиях давления проходного канала дросселя, или для остановки уплотнительного механизма проходного канала дросселя в любом промежуточном положении;

e) конструкция гидравлического приводного механизма должна быть выполнена с учетом номинального рабочего давления на дросселе, внешнего гидростатического давления при максимальной номинальной глубине, указанной изготовителем, и максимального гидравлического рабочего давления;

f) гидравлические приводные механизмы, заполняемые жидкостью, должны проектироваться с объемной компенсацией, соответствующей указанному диапазону температур, сжимаемости жидкости и эксплуатационному изменению объема;

g) изготовитель должен документально оформить проектные и рабочие параметры приводных механизмов подводных дросселей, перечисленные в 7.22.3.2.5;

h) приложение рабочего давления должно быть возможно без повреждения даже, если уже был приведен в действие перевод с автоматического на ручной режим управления;

i) управляемый вращением механизм перевода с автоматического на ручной режим управления должен поворачиваться против часовой стрелки для открытия и по часовой стрелке для закрытия, если смотреть со стороны штока.

7.21.3.2.4 Конструкция и рабочие параметры ручных приводных механизмов для подводных дросселей

Необходимо указывать следующие параметры:

- основной рабочий момент (не ударный);
- максимальный номинальный крутящий момент (не ударный);
- тип и размер сопряжения (ROV) для ручного управления;
- класс материала;
- номинальное значение температуры;
- количество оборотов от полного открытия до полного закрытия.

7.21.3.2.5 Конструкция и рабочие параметры гидравлических приводных механизмов для подводных дросселей

Необходимо указывать следующие параметры:

- тип конструкции (храповые, шаговые, вращающие, линейные приводные механизмы);
- максимальный выходной крутящий момент;
- класс материала;
- номинальное значение температуры;
- определение полного хода;
- совместимость гидравлического флюида;
- гидравлический цилиндр (цилиндры):
 - количество цилиндров,
 - объем,
 - номинальные значения давления: максимальное гидравлическое рабочее давление и минимальное гидравлическое рабочее давление;
- максимальная рабочая скорость приводного механизма;
- тип локального позиционного индикатора (если имеется);
- переход на ручное управление (если поставляется):
 - с использованием ROV или водолаза,
 - максимальный начальный крутящий момент:
 - рабочий (не ударный),

- максимальный (не ударный),
- тип и размер сопряжения (ROV) для ручного управления,
- количество оборотов от полного открытия до полного

закрытия;

- номинальная глубина воды;
- тип устройства объемной компенсации (если имеется):
 - диафрагма,
 - поршень.

7.21.3.2.6 Документация

Изготовитель приводного механизма должен подготовить руководство по монтажу и обслуживанию.

7.21.3.3 Испытание приводного механизма

К испытанию приводного механизма предъявляются следующие требования:

а) приводные механизмы подводных дросселей должны проходить заводские приемо-сдаточные испытания в соответствии с ИСО 10423, за исключением обратных посадок. Данные испытаний должны регистрироваться в протоколе, аналогичном представленному в таблице 25;

б) в случае поставки приводных механизмов подводных дросселей отдельно приводные механизмы должны собираться с испытательным приспособлением, удовлетворяющим указанным рабочим параметрам дросселя и заводскому приемочному испытанию, как это указано в 7.21.4.2.

7.21.4 Сборка дросселя и приводного механизма

7.21.4.1 Конструкция

Подводные дроссели должны собираться с приводным механизмом, который спроектирован для управления этим дросселем.

Компоновка подводного дросселя и приводного механизма, называемая «остающаяся в последнем положении при отказе», должна проектироваться и изготавливаться с условием выполнения обратного хода под действием

дросселя при рабочих условиях, при потере гидравлического давления на приводном механизме.

Ручной приводной механизм дросселя должен исключать обратный ход при рабочих условиях.

Необходимо обеспечить средства для предотвращения воздействия давления скважинного флюида на приводной механизм.

Таблица 25 –Пример формы протокола заводских приемочных испытаний гидравлического приводного механизма

Пример протокола заводских приемо-сдаточных испытаний гидравлического приводного механизма	
А: Данные приводного механизма	
Изготовитель	
Модель № _____	Деталь № _____
Серийный № _____	Размер _____
Номинальное гидравлическое давление _____	
Номинальная температура _____	УТТ _____
Отдельный приводной механизм _____	<input type="checkbox"/> или с дросселем <input type="checkbox"/>
В: Испытание уплотнения цилиндра приводного механизма (гидростатическое испытание)	
Давление испытания	
Цилиндр 1 _____	

Период	_____	Начало	_____
выдержки		Окончание	_____
		Общее время	_____
		испытания	
		(мин)	
Цилиндр 2			
Период	_____	Начало	_____
выдержки		Окончание	_____
		Общее время	_____
		испытания	
		(мин)	
Выполнил	_____	Дата	_____
С: Испытание эксплуатационных характеристик приводных механизмов, поставляемых отдельно			
См. таблицу 23.			

7.21.4.2 Заводские приемо-сдаточные испытания сборки дроссель/приводной механизм

7.21.4.2.1 Общие положения

Компоновку подводного дросселя и приводного механизма необходимо испытать для подтверждения правильности сборки и функционирования. Данные испытаний должны регистрироваться в протоколе, аналогичном показанному в таблицах 26 и 27. Протокол с данными испытаний должен быть подписан и датирован специалистом (специалистами), проводившим испытание (испытания).

7.21.4.2.2 Испытание уплотнения цилиндра гидравлического приводного механизма

Уплотнения приводного механизма должны испытываться под давлением в два этапа, с приложением давления 20 % и 100 % RWP приводного механизма. Видимые утечки на уплотнении не допустимы. Минимальный период выдержки для каждого испытания под давлением должен составлять 3 мин. Испытательный период не должен начинаться до достижения и стабилизации испытательного давления, и изоляции от источника давления устройства, контролирующего давление. Необходимо выполнение регистрации испытательного давления на манометре, а также время начала и окончания каждого периода выдержки давления.

7.21.4.2.3 Эксплуатационные испытания

7.21.4.2.3.1 Каждая компоновка подводного дросселя и приводного механизма должна испытываться на надлежащее функционирование в соответствии с настоящей частью стандарта. Испытание должно выполняться с помощью привода подводного дросселя от полностью закрытого положения до полностью открытого положения, минимум три раза с корпусом дросселя при атмосферном давлении и минимум пять раз с корпусом дросселя при номинальном рабочем давлении.

Эксплуатационные испытания каждого подводного дросселя и приводного механизма включают регистрацию данных испытания, приведенных в таблице 24 и/или таблице 25.

7.21.4.2.3.2 Для компоновок с гидравлическими приводами приведение в действие дросселя должно выполняться с давлением приводного механизма равным или меньше 90 % номинального рабочего давления, и в протокол должна быть занесена информация, показанная в таблице 23:

- давление внутри корпуса дросселя;
- давление приводного механизма, необходимое для закрытия дросселя;

– давление приводного механизма, необходимое для открытия дросселя;

– подтверждение, что дроссель работает плавно и без обратного хода;

– давление приводного механизма для смены направления последовательности на операцию для соединения с концевым ограничителем.

7.21.4.2.3.3 Для сборок с ручными приводами в протоколе должна регистрироваться следующая информация, представленная в таблице 24:

– давление внутри корпуса дросселя;

– подтверждение, что дроссель работает плавно и без обратного хода в пределах ограничения на крутящий момент, указанного изготовителем.

7.21.4.2.3.4 Для сборок с гидравлическими приводами и ручным переводом с автоматического на ручной режим управления должны выполняться обе серии испытаний, приведенные в 7.21.4.2.3.2 и 7.21.4.2.3.3, и результаты должны регистрироваться в протоколе, как это показано в таблице 26 и таблице 27.

Таблица 26 - Пример формы протокола заводских приемочных испытаний подводного дросселя

Пример протокола заводских приемочных испытаний подводного дросселя			
А: Данные дросселя			
Изготовитель			

Модель №	_____	Деталь №	_____
Серийный №	_____	Размер диафрагмы	_____
Рабочее давление	_____	Испытательное давление	_____
Номинальная температура	_____	УТТ	_____
В: Гидростатическое испытание			
Давление испытания			
Первый период выдержки	Начало	_____	
	Завершение	_____	
	Общее время испытания (мин)	_____	
Второй период выдержки	Начало	_____	
	Завершение	_____	
	Общее время испытания (мин)	_____	
Выполнил	_____	Дата	_____

С: Эксплуатационное испытание подводного дросселя с маховиком			
Номер цикла	Давление в дросселе, МПа (фунт/дюйм ²)	Комментарии	
Испытание 1			
1	0,103 (15)		
2			
3			
Испытание 2			
1	Рабочее давление дросселя		
2			
3			
4			
5			
Выполнил	_____	Дата	_____

7.21.5 Вставляемый съемный дроссель

7.21.5.1 Общие положения

Вставляемый съемный дроссель должен иметь визуальную систему маркировки, указывающую положение полной сборки и положение полного освобождения вставки в системе корпусного соединителя.

7.21.5.2 Соединитель

Соединительная система должна проектироваться с учетом обеспечения требования самоблокировки в закреплённом положении для

предупреждения обратного хода при эксплуатации под любыми рабочими нагрузками.

Поворотный привод соединителя должен поворачиваться против часовой стрелки для открытия и по часовой стрелке для закрытия, если смотреть со стороны штока.

7.21.5.3 Уплотнительная система

Необходимо предусмотреть возможность испытания уплотнения в седле корпуса для подтверждения функционирования уплотнения. При выполнении этого испытания возможно использование заглушенной насадки.

7.21.5.4 Проектные и рабочие параметры соединителей для подводных дросселей

Необходимо указывать следующие параметры:

- номинальные значения крутящего момента свинчивания хомута или линейного тягового усилия;
- номинальные значения максимального первоначального крутящего момента хомута или максимального линейного тягового усилия;
- тип и размер сопряжения (ROV);
- количество оборотов для открытия или закрытия, или линейное перемещение для работы с хомутом.

7.21.6 Материалы

Подводные дроссели и подводные приводные механизмы должны изготавливаться из материалов, которые удовлетворяют требованиям, указанным в 5.2, и требованиям ИСО 10423.

7.21.7 Сварка

Сварка компонентов, работающих под давлением, должна выполняться в соответствии с требованиями, приведенными в 5.3. Сварка компонентов, регулирующих давление («насадка»), должна соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

7.21.8 Маркировка

Маркировка должна выполняться в соответствии с требованиями указанными в 5.5. Подводные дроссели, ручные приводные механизмы, гидравлические приводные механизмы и сборки дросселя/приводного механизма должны маркироваться, как это показано в таблицах 27 - 30, соответственно.

7.22 Вспомогательное оборудование

7.22.1 Общие положения

С подводным устьевым оборудованием и подводным оборудованием для заканчивания скважин используются различные вспомогательные инструменты и принадлежности. В 7.2.2 определяются требования для некоторых обычно используемых инструментов. Эти инструменты и другое вспомогательное оборудование, которое специально не перечисляется здесь, должны проектироваться и изготавливаться в соответствии с конструктивными требованиями, пределами для напряжений и требованиями к документации, приведенными в 5.1.

Таблица 27 – Спецификация на маркировку для подводных дросселей

Маркировка	Расположение
Имя изготовителя и/или торговая марка	Корпус или паспортная табличка
Номер модели и тип	Корпус или паспортная табличка
Номинальное значение максимального рабочего давления	Корпус или паспортная табличка
Серийный или идентификационный номер, индивидуальный для конкретного дросселя	Корпус или паспортная табличка
Максимальный размер диафрагмы с увеличением по диаметру 0,4 мм (1/64 дюйма)	Корпус или паспортная табличка
Направление потока	Корпус
Требования ИСО: -ИСО 13628-4; -УТТ; - уровень работоспособности; - класс материала; - номинальное значение температуры; - дата (месяц/год).	Корпус или паспортная табличка
Размер фланца, обозначение давления и кольцевого соединения	По окружности фланца (фланцев)
Материал и твердость	Корпус и крышка (колпак)
Номер детали	Корпус или паспортная табличка

Таблица 28 – Спецификация на маркировку для ручных приводных механизмов подводных дросселей

Маркировка	Расположение
Изготовитель	Корпус или паспортная табличка
Номер модели	Корпус или паспортная табличка
Несущая способность (максимум) по входному крутящему моменту – Н· м (футов на фунт)	Паспортная табличка
Максимальный крутящий момент - Н·м (футов на фунт)	Паспортная табличка
Количество оборотов для открытия	Паспортная табличка
Дата (месяц/год)	Паспортная табличка
Серийный номер (если требуется)	Паспортная табличка
Номер детали	Паспортная табличка
Требования ИСО:	Паспортная табличка
— диапазон температур;	
— ИСО 13628-4;	
— дата (месяц/год).	

Таблица 29 – Спецификация на маркировку для гидравлических приводных механизмов подводных дросселей

Маркировка	Расположение
Изготовитель	Паспортная табличка
Номер модели	Паспортная табличка
Максимальное рабочее гидравлическое давление – МПа (фунт/дюйм ²)	Паспортная табличка и цилиндр
Номинальное значение входного крутящего момента (максимум) - Н·м (фунт-фут)	Паспортная табличка
Максимальный выходной крутящий момент - Н·м (фунт-фут)	Паспортная табличка
Количество шагов для открытия	Паспортная табличка
Требования ИСО:	Паспортная табличка
- УТТ;	
- диапазон температур;	
- ИСО 13628-4;	
- дата (месяц/год).	
Серийный номер (если требуется)	Паспортная табличка
Номер детали	Паспортная табличка
Направление для открытия для ручного режима управления	Паспортная табличка

Таблица 30 – Маркировка для сборки подводного дросселя и приводного механизма

Маркировка	Расположение
Имя сборщика или торговая марка	Паспортная табличка
ИСО 13628-4	Паспортная табличка
Серийный или идентификационный номер сборки	Паспортная табличка
Номинальная глубина воды	Паспортная табличка

7.22.2 Конструкция

7.22.2.1 Общие проектные требования

7.22.2.1.1 Нагрузки

Там, где применимо, при проектировании вспомогательного оборудования должны рассматриваться, как минимум, следующие нагрузки:

- подвешенный вес;
- управляющее давление;
- скважинное давление;
- гидростатическое давление;
- погрузочно-разгрузочные нагрузки;
- удар.

7.22.2.1.2 Рабочее давление

Инструменты, управляемые гидравлическим давлением, определяются в соответствии с номинальными значениями давления, указанными изготовителем.

7.22.2.2 Дистанционные инструменты для установки и переустановки направляющих канатов

Инструменты для установки/переустановки направляющих канатов используются для закрепления канатов к направляющим стойкам подводных конструкций для заканчивания скважин. Любой такой инструмент, который

использует относительные положения направляющих стоек, должен проектироваться, основываясь на расположении, описанном в 8.3.2.2.

7.22.2.3 Испытательные стенды и принадлежности

7.22.2.3.1 Общие положения

Испытательные стенды и принадлежности (включая технологическую оснастку) используются при сборке или установке для подтверждения сопряжения и функционирования, несущей способности под нагрузкой и давлением, а также взаимозаменяемости устанавливаемого оборудования. Также допускается их использование в качестве грузовой платформы для морской транспортировки оборудования. Испытательные стенды и принадлежности, используемые только в заводских условиях изготовителя, не входят в область применения настоящей части стандарта.

7.22.2.3.2 Точность испытательного оборудования

В случае использования испытательного оборудования для моделирования сопрягаемого компонента при испытании конкретной сборки, оно должно изготавливаться с теми же размерами и допусками на сопряжениях, как у моделируемого компонента.

7.22.2.3.3 Нагрузки в процессе испытания/погрузо-разгрузочных работ и сборки

Конструкция испытательных стендов и принадлежностей должна учитывать нагрузки при сборке и погрузочно-разгрузочных работах, а также нагрузки при испытании.

7.22.2.3.4 Испытательные тумбы

Испытательные тумбы моделируют конфигурацию устьевого оборудования скважины, сопряжение повторного ввода устьевой елки и т.п., для обеспечения проведения испытания под давлением устьевой елки, спуско-подъемного инструмента устьевой елки, колпака устьевой елки, т.д. и расположения ориентирующих соединений относительно блока ВОР. Они могут также содержать гидравлические соединительные муфты для

обеспечения проведения испытания управляющих функций. Стыковочные гнезда могут выполняться напрямую в тумбе или для свободного испытания могут содержаться в макетном трубодержателе НКТ. При необходимости испытательная тумба должна принимать реальный трубодержатель НКТ. Испытательные порты должны сообщаться с отдельными проходными каналами испытательных тумб для обеспечения проведения испытания под давлением. Необходимо проведение анализа преимуществ трубной обвязки испытательных портов на обычном манифольде с использованием изоляционных испытательных клапанов. Направление, обеспечиваемое испытательными тумбами, должно моделировать требования фактического испытываемого оборудования.

7.22.2.3.5 Оборудование, используемое для транспортировки

Испытательные платформы и т.п., используемые для морской транспортировки оборудования, должны обеспечивать защиту оборудования в процессе погрузочно-разгрузочных работ и транспортировки. Для принятия на себя статических и инерционных условий нагружения из-за бортовой, килевой и вертикальной качки судна в пункте назначения должны быть предусмотрены морские крепления, также должно быть подходящим для крепления сборки к буровым установкам и буровым установкам снятом со скважины.

7.22.3 Материалы

В случае контакта материалов со скважинным флюидом, они должны соответствовать требованиям, указанным в 5.1 - 5.2. При выборе других материалов необходимо учитывать совместимость контактирующих флюидов и гальваническую совместимость, а также механические характеристики. Уплотнительные поверхности, соединяемые «металл-к-металлу», должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д. При условии

совместимости базового материала со скважинными флюидами, морской водой, т.д. наплавка не требуется.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) следует определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

7.22.4 Испытание

Компоненты, находящиеся под воздействием давления, должны испытываться под давлением в полтора раза выше, чем их RWP, если не определено другое давление испытания в каком-либо разделе настоящей части стандарта. Процедура испытания должна соответствовать требованиям, указанным в 5.4. Функциональные испытания и испытания на соответствие должны выполняться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для любого инструмента, который имеет сопряжение с оборудованием, которое должно устанавливаться под водой.

7.22.5 Маркировка

Инструменты должны иметь постоянную маркировку с использованием методов и требований, представленных в 5.5. Дополнительно, инструменты, которые не являются неотъемлемой частью подводной компоновки, должны маркироваться датой изготовления, соответствующими номинальными значениями нагрузок и номером детали.

8 Специальные требования – Подводное устьевое оборудование

8.1 Общие положения

8.1.1 В данном разделе описаны системы подводного устьевого оборудования, как правило, спускаемые с плавучей буровой установки. В данном разделе устанавливаются нормы и технические условия для этого оборудования. Система подводного устьевого оборудования удерживает и герметизирует обсадные колонны. Она также обеспечивает опору для блока ВОР в процессе бурения, подводной устьевой елки и, возможно, трубодержателя НКТ после заканчивания скважины. Система подводного устьевого оборудования устанавливается на дне моря или вблизи дна моря.

8.1.2 Детали, работающие под давлением и регулирующие давление, включенные в подводное устьевое оборудование, должны проектироваться в соответствии с требованиями ИСО 15156 (все части). К таким деталям относятся:

- корпус устьевого оборудования;
- корпуса трубодержателей обсадных труб;
- кольцевые уплотнительные узлы.

8.1.3 Требования ИСО 15156 (все части) не распространяются на следующие детали или принадлежности:

- запорные кольца;
- нагрузочные кольца;
- нагрузочные упорные торцы;
- подвесное оборудование;
- протекторы проходных каналов и защитные противоизносные втулки.

8.1.4 При проектировании также необходимо учитывать параметры срока эксплуатации скважины, с учетом влияния таких скважинных операций, как бурение, испытание, заканчивание скважины и эксплуатация. Для обеспечения целостности системы на долгосрочный период эксплуатации недостаточно норм определяющих конструкционную несущую

способность системы устьевого оборудования, обеспечивающих надежность на кратковременный срок.

Необходимо проведение дальнейшей оценки следующих вопросов, определяющих надежность на длительный период эксплуатации:

- внешние циклические нагрузки;
- циклические нагрузки от внутреннего давления и перемещения;
- тепловая нагрузка и градиенты;
- общая коррозия;
- коррозионное растрескивание под напряжением (под воздействием водорода, H_2S и хлоридов).

Выше перечисленные пункты могут потребовать оценки с использованием усталостного анализа, методов механики разрушения, оценку несущей способности конструкции при тепловом нагружении или снижения несущей способности из-за допусков на коррозию. Несмотря на то, что на эксплуатационных скважинах для уменьшения коррозии часто используются системы катодной защиты, это может повлиять на возможность коррозионного растрескивания под напряжением из-за выделения свободного водорода.

8.2 Временное направляющее основание

8.2.1 Общие положения

Использование TGB обеспечивает направляющую опорную плиту для бурения ствола скважины под кондуктор и установки кондуктора. Опорная плита обеспечивает компенсацию отклонений, возникающих из-за изменчивых условий дна океана, и может служить опорой для PGB. При совместном использовании вместе с PGB конусная и шарнирная конструкция обеспечивает компенсацию угловых отклонений между TGB и PGB, возникающих из-за рельефа морского дна, и вертикальность скважины. Для системы направляющих канатов она также устанавливает первоначальные опорные точки для направляющих канатов. Она может также предоставлять

озможность для подвешивания фундаментной колонны для удержания несвязанного поверхностного слоя грунта. TGB не всегда может использоваться, как, например, в случае заканчивания скважины опорной плитой для бурения или сателлитных конструкций (основание и/или защитная конструкция).

TGB может также служить как донная плита, если бурение ствола скважины под кондуктор осуществляется гидромониторным способом. В этом случае TGB работает как физический ограничитель для обеспечения того, что устьевое оборудование находится на фиксированном расстоянии от морского дна и, соответственно, служит временным основанием, увеличивает несущую опорную способность в несвязанных или неуплотненных поверхностных слоях грунта. Увеличенная несущая опорная способность используется для удержания веса кондуктора (предупреждая его опускание) до тех пор, пока не будет пробурен следующий участок ствола скважины, и кондуктор не будет надежно установлен и зацементирован на месте.

Положения по проектированию и соответствующим нагрузочным испытаниям должны удовлетворять требованиям, указанным в 5.1.3.6.

8.2.2 Конструкция

8.2.2.1 Нагрузки

При проектировании TGB изготовителем должны рассматриваться и документироваться следующие нагрузки:

- балласт;
- натяжение направляющего каната;
- вес кондуктора;
- вес сборки PGB;
- нагрузки от подвешенного оборудования;
- реакция грунта.

TGB должно быть способным удерживать, статическую нагрузку минимум 780 кН на сопряжении с PGB при опоре TGB в четырех точках,

равномерно расположенных через $90^\circ \pm 2^\circ$ друг от друга и как минимум на расстоянии 1 575 мм (62 дюйма) от центра (радиальное измерение). Рекомендации по использованию подъемных проушин приведены в приложении К.

8.2.2.2 Размеры

Требования к размерам следующие:

а) минимальная площадь опорной поверхности TGB должна составлять 7 м^2 . Эта площадь может быть увеличена с помощью приварных или болтовых удлинителей для компенсации прочности грунта и ожидаемых нагрузок;

б) следует предусмотреть прохождение TGB через квадратное отверстие 5 м или как указано изготовителем;

в) TGB должно предоставлять четыре точки крепления направляющих канатов в положении для обеспечения сопряжения с направляющими стойками PGB;

г) TGB вместе с PGB должны допускать минимальную несоосность 5° между кондуктором и временным направляющим основанием;

д) TGB должно предусматривать минимальный объем 2 м^3 для хранения балластного материала.

8.3 Стационарное направляющее основание

8.3.1 Общие положения

PGB крепится к корпусу головки кондуктора и обеспечивает направление для бурового оборудования и оборудования для заканчивания скважины (первая технологическая обсадная колонна, ВОР, эксплуатационная устьевая елка, спуско-подъемные инструменты). PGB обеспечивает вход в скважину до установки корпуса устьевого оборудования и ВОР. После установки корпуса устьевого оборудования PGB обеспечивает направление ВОР, подводной устьевой елки или трубной головки на корпус устьевого оборудования с использованием методов с направляющими

канатами или без. Это основание может обеспечить структурную опору и окончательное выравнивание системы устьевого оборудования, а также обеспечивает посадку и запираение для корпуса головки кондуктора. PGB можно монтировать как отдельный узел или разбить его на два узла для облегчения погрузочно-разгрузочных работ и установки. Дополнительно, они могут включать в себя технические возможности для удержания кондуктора, извлечения и передачи нагрузок выкидных трубопроводов. PGB может извлекаться после завершения бурения и заменяться на PGB, несущее оборудование соединений выкидных трубопроводов/манифольдов. Альтернативно, PGB, установленное для бурения, может нести оборудование соединений выкидных трубопроводов/манифольдов. В любом случае оборудование не должно мешать установке блоков BOP. Необходимо обеспечить доступ требуемых ROV и удаление шлама.

PGB, использующее раструб повторного ввода для направления оборудования без направляющих канатов, часто относится к блоку повторного ввода без направляющих канатов или GRA. Раструб повторного ввода может быть на корпусе GRA с направлением вверх (раструбом вверх) или может иметь конфигурацию в согласовании с сопрягаемым раструбным оборудованием на подводном оборудовании, впоследствии устанавливаемом в GRA (раструбом вниз). Геометрия раструба, как правило, содержит один (или более) диагональный конус (конусы) и центральную цилиндрическую раму для обеспечения точности центровки между сопрягаемыми компонентами/конструкциями. Необходимо иметь наибольший диаметр диагонального конуса не менее 1,5 диаметра захватываемого компонента. Рекомендуется угол диагонального конуса не менее 40° относительно горизонтали. Как правило, угол конуса составляет 45° . После захвата конус (конусы) и внутренний цилиндр следует проектировать таким образом, чтобы позволить оборудованию повторно входить под углом наклона до 3°

от вертикали при любой ориентации и соответственно содействовать выравниванию захваченного компонента в вертикальном положении.

Части конуса повторного ввода могут быть вырезаны для облегчения повторного ввода прилегающего оборудования без направляющих тросов, захватывающие раструбы которых могут пересекать основной раструб (раструбы) из-за пространственных ограничений. Это приемлемо, хотя и снижает характеристики повторного ввода раструба в его вырезанной части. Эту практику следует применять с проведением тщательной инженерной экспертизы, сравнивая потери, связанные с эксплуатационными ограничениями, с преимуществами по размерам и весу. В идеальном варианте использование вырезанных раструбов следует минимизировать, или использовать их там, где это практически целесообразно.

GRA также могут содержать технические возможности для удержания кондуктора. При выполнении данной возможности, а также учитывая, как правило, цилиндрическую и коническую по своему характеру форму GRA, следует включать в конструкцию рамы горизонтальные монтажные опоры или балочную конструкцию для обеспечения прочной плоской поверхности, которую возможно твердо устанавливать на спайдерных балках.

При необходимости пространственной ориентации направленные вверх раструбы и захватывающее оборудование могут также снабжаться Y-пазом и ориентирующими штырями. Верхнюю часть Y-паза необходимо выполнять достаточно широкой для захвата сопрягаемых штырей в пределах $\pm 7,5^\circ$ от истинной ориентации. Y-паз необходимо выполнять конусом вниз с шириной, соответствующей штырю, для обеспечения ориентации в пределах $\pm 0,5^\circ$ (аналогично угловой ориентации, обеспечиваемой направляющими стойками и раструбами). Как правило, имеются два или четыре ориентирующих штыря, каждый из которых с минимальным диаметром 101,6 мм (4,0 дюйма). Также возможны другие методы ориентации, такие как ориентирующие спирали или устройства индексации (храповые механизмы,

т.д.). Вне зависимости от применяемого ориентирующего метода, в конструкции необходимо соблюдать требование 3° наклона для повторного ввода с достаточным зазором для обеспечения свободного поворотного эффекта.

Размещение Y-пазов и ориентирующих штырей в раструбах, направленных вниз, довольно затруднительно, поэтому не исключена возможность необходимости альтернативных методов ориентации, таких как ориентирующие спирали или устройства индексации.

Следует не допускать создания препятствий со стороны PGB/GRA в циркуляционных проходах для цементирования, гидромониторных операций, т.д.

Положения по проектированию и соответствующему нагрузочному испытанию должны удовлетворять требованиям, указанным в 5.1.3.6.

8.3.2 Конструкция

8.3.2.1 Нагрузки

При проектировании PGB (см. рисунки 11 и 12) изготовитель должен рассматривать и документировать следующие нагрузки:

- вес кондуктора;
- вес корпуса головки кондуктора;
- нагрузки от подвешенного груза;
- вес гидромониторной колонны, при подвешивании ее на спайдерных балках;
- натяжение направляющего каната;
- нагрузки от натяжения выкидного трубопровода, соединения и установки;
- нагрузки от соединения при доступе к кольцевому пространству;
- от окружающей среды;
- реакция для TGB;

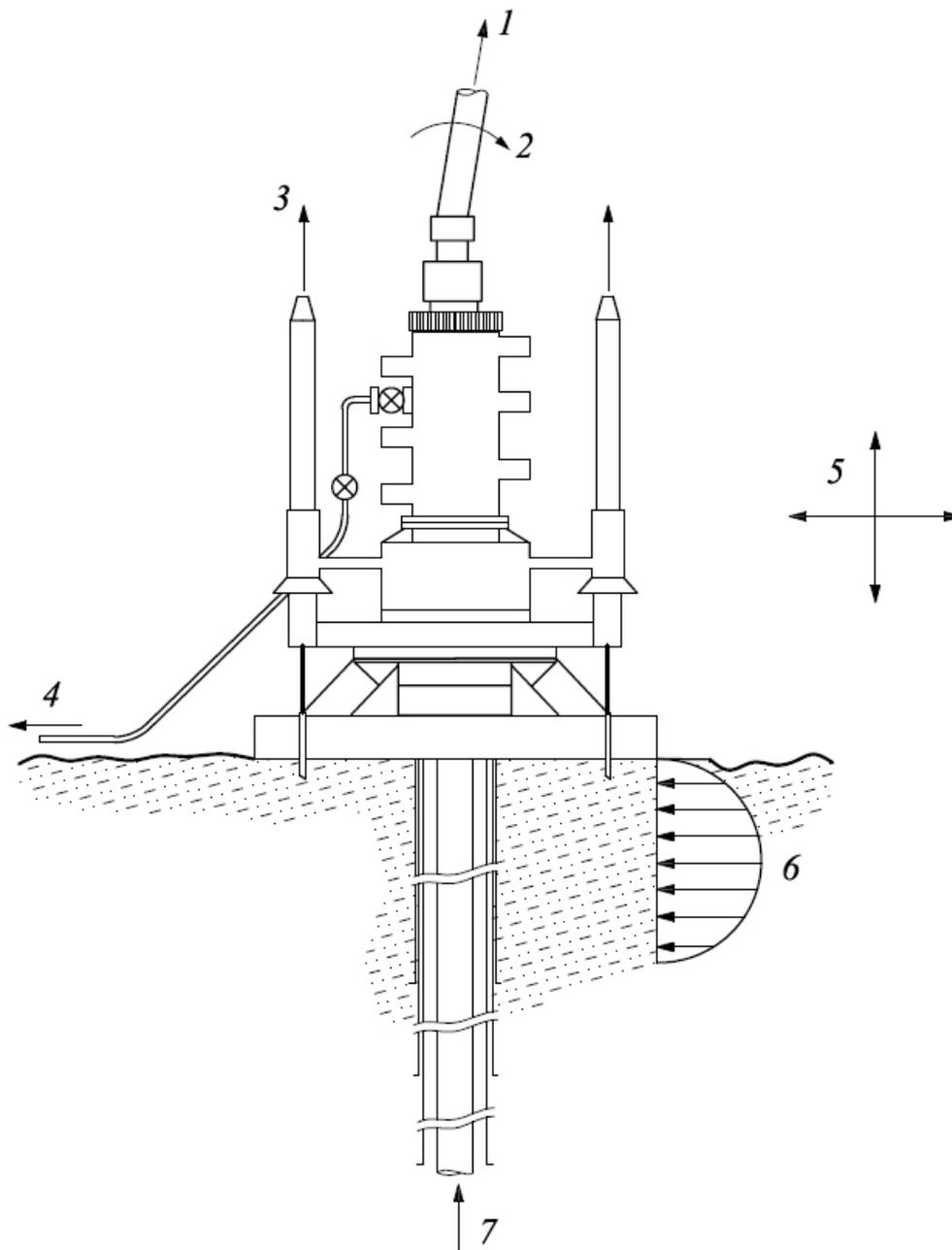
- нагрузки от установки (включая подвешивание кондуктора на спайдерных балках);
- нагрузки от случайного зацепления;
- нагрузки ВОР;
- морское крепление (при удержании на спайдерных балках).

PGB или GRB должны быть способными удерживать, как минимум, статическую нагрузку 780 кН на сопряжении с корпусом головки кондуктора при опоре PGB в четырех точках, равномерно расположенных через $90^\circ \pm 2^\circ$ друг от друга и как минимум на расстоянии 1 575 мм (60 дюймов) от центра (радиальное измерение).

8.3.2.2 Размеры PGB

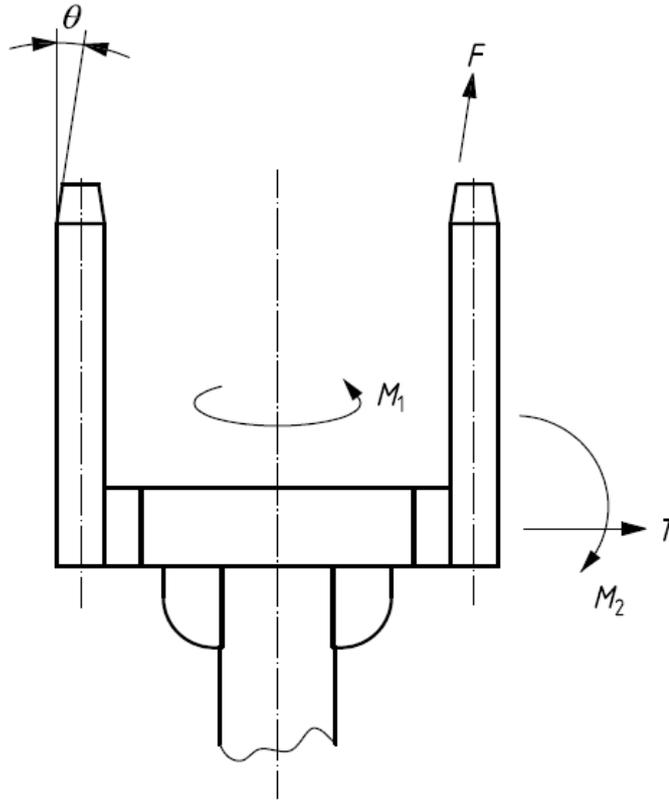
Требования к размерам PGB следующие:

- а) размеры PGB должны соответствовать размерам, показанным на рисунке 9 а);
- б) направляющие стойки должны изготавливаться из трубы или трубной продукции с 219 мм OD (8 5/8 дюйма). Раструбы направляющих стоек, как правило, изготавливаются из трубы или трубной продукции с 273 мм OD x 13 мм толщиной (10 3/4 дюйма OD x 0,5 дюйма толщиной);
- с) длина направляющей стойки [элемент (1 на рисунке 9 а)] должна составлять минимум 2 440 мм (8 футов) для целей бурения. Длина направляющей стойки может быть увеличена для обеспечения направления для подводной устьевой елки, LWRP и/или колпака устьевой елки.



1 – натяжение райзера; 2 – приложенные моменты; 3 – натяжение направляющего каната; 4 – соединение выкидного трубопровода; 5 – от окружающей среды (течение, волны, воздействие, т.д.); 6 – реакция грунта; 7 – тепловая

Рисунок 11 – Нагрузки и реакции для подводного заканчивания скважины



F – усилие от направляющего каната; M_1 – крутящий изгибающий момент; M_2 – изгибающий момент; T – растяжение; θ – угол, при котором действует усилие от направляющего каната

Рисунок 12 – Нагрузки стационарного направляющего основания (PGB)

8.3.2.3 Размеры GRA

Раструб повторного ввода может располагаться на корпусе GRA с направлением вверх (раструбом вверх) или может иметь конфигурацию в согласовании с сопрягаемым раструбным оборудованием на подводном оборудовании, впоследствии устанавливаемом в GRA (раструбом вниз). Геометрия раструба обычно имеет один (или более) диагональный конус (конусы) и центральную цилиндрическую раму для обеспечения точности центровки между сопрягаемыми компонентами/конструкциями. Необходимо иметь наибольший диаметр диагонального конуса не менее 1,5 диаметра захватываемого компонента. Рекомендуется угол диагонального конуса не менее 40° относительно горизонтали. Как правило, угол конуса составляет 45° . После захвата конус (конусы) и внутренний цилиндр следует

проектировать таким образом, чтобы позволить оборудованию повторно входить под углом наклона до 3° от вертикали при любой ориентации и соответственно содействовать выравниванию захваченного компонента в вертикальном положении.

Части конуса повторного ввода могут быть вырезаны для облегчения повторного ввода прилегающего оборудования без направляющих тросов, захватывающие раструбы которых могут пересекать основной раструб (раструбы) из-за пространственных ограничений. Это приемлемо, хотя и снижает характеристики повторного ввода раструба в его вырезанной части. Эту практику следует применять с проведением тщательной инженерной экспертизы, сравнивая потери, связанные с эксплуатационными ограничениями, с преимуществами по размерам и весу. В идеальном варианте использование вырезанных раструбов следует минимизировать, или использовать там, где это практически целесообразно.

GRA также могут иметь технические возможности для удержания кондуктора. Если так, то, учитывая, что GRA обычно цилиндрические и конические по своему характеру, следует включать в конструкцию рамы горизонтальные монтажные опоры или балочную конструкцию для обеспечения прочной плоской поверхности, которую можно твердо устанавливать на спайдерных балках.

В случае необходимости пространственной ориентации см. 7.15.2.1.

8.3.2.4 Функциональные требования

Предъявляются следующие функциональные требования:

а) при использовании TGB, PGB (GRA) допускаться минимальная угловая несоосность 5° между кондуктором 762 мм (30 дюймов) и TGB. Для других размеров кондукторов изготовитель необходимо документально указать значение возможной несоосности;

б) направляющие стойки должны обеспечивать возможность замены на месте в условиях эксплуатации без сварки при помощи водолаза, ROV или

дистанционно управляемых инструментов. В качестве запорного механизма необходимо использовать механизм не допускающий самопроизвольного освобождения вследствие зацепления тросами, кабелями, т.д;

с) существуют направляющие стойки с канавками или без них. Направляющие стойки с канавками требуются для использования с TGB, в случае если направляющие канаты не должны отсоединяться от TGB. Для направляющих стоек с канавками необходимо обеспечить условия для ввода направляющих тросов с OD как минимум 19 мм (3/4 дюйма) в стойку с зажимными устройствами в верхней и в нижней части или недалеко от нижней части стойки;

d) необходимо предусмотреть устройства для крепления направляющих тросов к верхней части направляющих стоек. Эти устройства должны иметь возможность освобождения и повторной установки. Выполнение данной процедуры возможно с участием водолаза, ROV или дистанционной инструментальной оснасткой;

e) на PGB (GRA) следует предусмотреть устройство для облегчения ориентации между PGB (GRA) и корпусом головки кондуктора. Ориентирующее устройство может позволить устанавливать направляющее основание с многосторонней ориентацией для обеспечения соответствия направлению буровой установки. Ориентирующее устройство может также выполнять функцию устройства предотвращения вращения для сопротивления нагрузкам, определенным в 8.3.2.1;

f) при необходимости, PGB (GRA) могут содержать заливочные воронки для доливки цементного раствора;

g) при необходимости, PGB (GRA) могут содержать уплотнения и конструкцию для отвода придонных газов и газов цементных портов (которые могут образовывать гидраты) от проникновения к BOP, подводной устьевой елке или соединителю трубной головки;

h) оборудование без направляющих канатов не должно уменьшать угол освобождения ВОР, подводной устьевой елки или соединителя трубной головки. Оборудование без направляющих канатов должно позволять установку и извлечение оборудования до угла 3° без повреждения уплотнительных поверхностей устьевого оборудования или контакта с установленными прокладками устьевого оборудования;

i) необходимо использовать безотказный запирающий или нагрузочный торец для подвешивания кондуктора в PGB (GRA);

j) должны быть предусмотрены специальные точки подъема;

k) недопустимо создание препятствия для циркуляционных проходов со стороны PGB (GRA);

l) возможен спуск PGB (GRA) с корпусом головки кондуктора и отдельно, с использованием спуско-подъемного инструмента.

8.4 Корпус головки кондуктора

8.4.1 Общие положения

Корпус головки кондуктора крепится к верхней части кондуктора для формирования базового основания подводной скважины. Корпус, как правило, содержит средства крепления к PGB (GRA), которое может также выполнять функцию устройства предотвращения вращения между PGB (GRA) и корпусом головки кондуктора.

Конфигурация типового корпуса головки кондуктора показана на рисунке 13. Внутренний профиль корпуса головки кондуктора содержит упорный посадочный торец для удержания корпуса устьевого оборудования и нагрузок, прикладываемых при выполнении операций по бурению, заканчиванию скважины и ремонту скважины. Необходимо также включать подготовку для спускаемого инструмента, как часть внутреннего профиля корпуса. Внешний профиль корпуса головки кондуктора должен быть совместимым с упором кондуктора в роторном столе и/или у спайдерных балок в буровой шахте. Проходы для возврата цемента могут

быть включены в компоновку корпуса головки кондуктора/PGB (GRA) для того, чтобы обеспечить возможность направления возвратного потока цемента и бурового раствора ниже PGB (GRA) или через порты в PGB (GRA).

В случае необходимости возможно включение средств защиты уплотнений от гидратов, т.д.

Допустимо включение других средств, расширяющих технические возможности корпуса головки кондуктора такие, как удаление шлама, доливка цемента, жесткое запираение, т.д. Промежуточная обсадная колонна может быть также подвешена внутри корпуса головки кондуктора до эксплуатационной обсадной колонны. Устройства для посадки промежуточной обсадной колонны могут быть необходимы для эксплуатационной обсадной колонны. На потоке могут использоваться методы перекрытия кольцевого пространства с помощью отверстий для предупреждения миграции гидрата из кольцевого пространства между кондуктором и эксплуатационной колонной.

8.4.2 Конструкция

8.4.2.1 Нагрузки

При проектировании корпуса головки кондуктора изготовитель должен учитывать и документировать следующие нагрузки см 8.2.2.1:

- нагрузки устьевого оборудования;
- подвешенные/удерживающие нагрузки при подвешивании в буровой шахте;
- нагрузки райзера;
- нагрузки PGB (см. рисунки 11 и 12);
- нагрузки от окружающей среды;
- нагрузки от зацепления;
- нагрузка от воздействия давления;
- тепловые нагрузки.

Сопряжение между корпусом головки кондуктора и PGB должно проектироваться на минимальную номинальную нагрузку 780 кН.

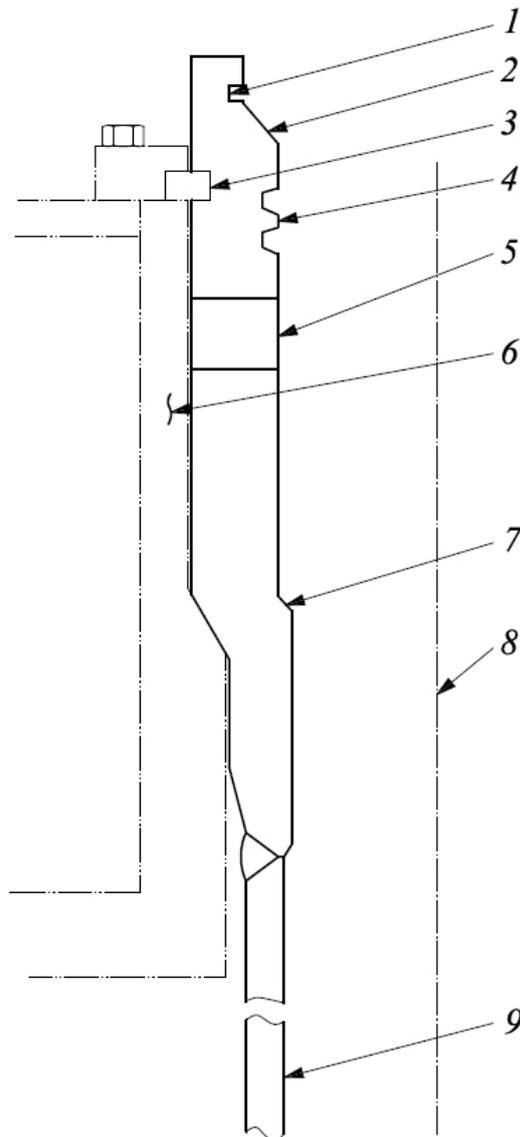
8.4.2.2 Размеры

Предъявляются следующие требования к размерам:

а) как правило, корпуса головок кондуктора имеют размеры от 762 мм (30 дюймов) до 914,4 мм (36 дюймов):

- минимальный ID 665 мм (26,20 дюйма);
- максимальный OD 950 мм (37,40 дюйма).

б) выбор размера корпуса головки кондуктора не ограничивается размерами от 762 мм (30 дюймов) до 914,4 мм (36 дюймов). При выборе наружного диаметра корпуса головки кондуктора необходимо учитывать размеры роторного стола, состояние грунта морского дна и нагрузки на основание. При выборе внутреннего диаметра корпуса головки кондуктора необходимо рассматривать стандартный диаметр бурового долота, используемый для следующей обсадной колонны, плюс 3 мм (1/8 дюйма).



- 1 – запирающее устьевое оборудование; 2 – посадочный упорный торец для устьевое оборудование; 3 – крепление стационарного направляющего основания; 4 – подготовка для спуско-подъемного инструмента и соединителя колонны-надставки; 5 – цементный порт (факультативный); 6 – стационарное направляющее основание; 7 – посадочный упорный торец; 8 – осевая линия; 9 – кондуктор

Рисунок 13 – Типовой корпус головки кондуктора

8.4.2.3 Нижнее соединение

Нижнее соединение включает сварные узлы (удлинители, переводники, переходные конусы, т.д.) между корпусом головки кондуктора и кондуктором.

В случае необходимости сварного нижнего концевое соединения, необходима его подготовка для стыкового сварного шва с полным проплавлением.

При установке усталостных критериев, заказчик должен указать допустимый SCF, максимальный размер дефекта и критерии приёмочного контроля для NDE.

8.4.2.4 Короткий патрубок

Корпус головки кондуктора может иметь короткий патрубок, который приваривается в заводских условиях для облегчения установки на месте.

8.4.2.5 Погрузка-разгрузка/удержание

Опоры для погрузочно-разгрузочных работ и удерживания могут поставляться для подвешивания в процессе установки и для погрузочно-разгрузочных работ в процессе транспортировки и установки. Заказчику необходимо указать максимальную высоту подвешивания на роторном столе для свинчивания замковых соединений.

8.4.3 Испытание на ударную вязкость

Испытания на ударную вязкость не требуются.

8.4.4 Испытания

Верификационные испытания должны соответствовать требованиям, указанным в 5.1.7.5. Проведение приемочных заводских испытаний не требуется.

8.5 Корпус устьевого оборудования

8.5.1 Общие положения

Корпус устьевого оборудования устанавливается внутри корпуса головки кондуктора. Он обеспечивает герметичность скважины, удерживает первую технологическую и последующие колонны обсадных труб, трубодержатель НКТ и противодействует внешним нагрузкам. Блок ВОР или подводная устьевая елка крепится и уплотняется в верхней части корпуса устьевого оборудования с использованием соответствующего соединителя

устьевого оборудования и уплотнения. Корпус устьевого оборудования должен принимать трубодержатели НКТ или переводник трубодержателя НКТ. Размеры стандартной системы даны в таблице 15. Рисунок 15 представляет две конфигурации типовых корпусов устьевого оборудования.

8.5.2 Конструкция

8.5.2.1 Нагрузки

При проектировании корпуса устьевого оборудования изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- нагрузки райзера (буровой, эксплуатационный и ремонтный);
- нагрузки ВОР;
- нагрузки подводной устьевой елки;
- давление (внутреннее и внешнее);
- радиальные нагрузки;
- тепловые нагрузки;
- нагрузки от окружающей среды;
- нагрузки выкидных трубопроводов;
- нагрузки от подвешенных обсадных колонн;
- реакции корпуса головки кондуктора;
- реакции трубодержателя НКТ;
- нагрузки гидравлического соединителя;
- усталостные нагрузки.

8.5.2.2 Соединения

8.5.2.2.1 Верхнее соединение

Верхнее соединение должно быть бугельного или шпindelного типа (см. рисунок 14), как определено заказчиком. Уплотнительные прокладки должны изготавливаться из коррозионно-стойкого материала или покрываться коррозионно-стойким материалом, как определено в 5.3.3. Профиль прокладки должен обеспечивать основную и дублирующую уплотнительные зоны прокладки.

8.5.2.2.2 Нижнее соединение

Корпус высокого давления крепится к верхней части основной технологической колонны для обеспечения базового основания подводной скважины.

В случае необходимости сварного нижнего соединения, необходима его подготовка для стыкового сварного шва с полным проплавлением.

При установке усталостных критериев, заказчик должен указать допустимый SCF, максимальный размер дефекта и критерии приёмочного контроля для NDE.

8.5.2.2.3 Короткий патрубок

Корпус устьевого оборудования может иметь короткий патрубок, привариваемый в заводских условиях для облегчения установки на месте.

8.5.2.2.4 Проходы в корпусе

Проходы в корпусе в пределах границ давления корпуса не допустимы.

8.5.3 Размеры

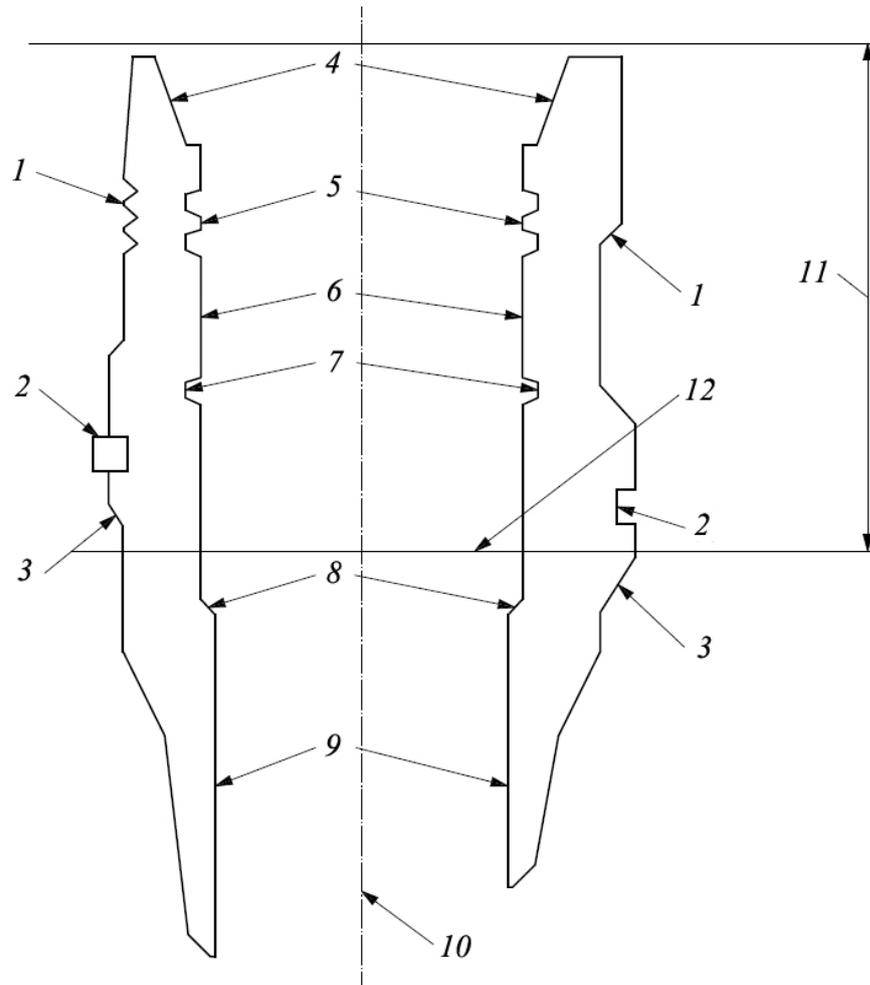
Предъявляются следующие требования к размерам:

а) минимальный вертикальный проходной канал корпуса устьевого оборудования должен быть, как указано в таблице 15;

б) размеры границы давления устьевого оборудования (см. рисунок 14) должны быть в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

8.5.4 Номинальное рабочее давление

RWP для границы давления корпуса устьевого оборудования (см. рисунок 14) должно составлять 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²). При выборе номинального рабочего давления необходимо учитывать максимальное ожидаемое рабочее давление SCSSV (см. 5.1.2.1.1).



Шпindelный тип ↑

Бугельный тип ↑

1 – профиль соединителя; 2 – запорный элемент корпуса; 3 – посадочный упорный торец; 4 – профиль прокладки; 5 – подготовка для спуско-подъемного инструмента; 6 – уплотнительная зона уплотнителя/трубодержателя обсадных труб; 7 – запорный профиль трубодержателя; 8 – посадочный упорный торец трубодержателя; 9 – минимальный проходной канал; 10 – осевая линия; 11 – граница давления корпуса устьевого оборудования; 12 – положение уплотнительного узла наиболее низкого трубодержателя обсадных труб

Рисунок 14 – Типовые корпуса устьевого оборудования

8.5.5 Испытание**8.5.5.1 Приемочное заводское испытание**

До отгрузки от изготовителя корпуса устьевого оборудования должны проходить гидростатическое испытание. Гидростатическое испытание проводится для подтверждения герметичности корпуса при граничном значении давления. Корпуса устьевого оборудования должны проходить испытания на соответствие требованиям ИСО 10423, УТТ 3 или 3G.

Давление гидростатического испытания корпуса должно определяться исходя из номинального рабочего давления корпуса (см. таблицу 31). Давление гидростатического испытания корпуса должно быть не меньше, чем значения, представленные в таблице 31.

Корпуса устьевого оборудования не должны пропускать видимую утечку или видимые пузыри в водяной ванне в процессе каждого периода выдержки давления. Любые остаточные деформации корпуса после завершения гидростатического испытания не должны оказывать отрицательное влияние на функциональные характеристики трубодержателей обсадных труб, уплотнений, прокладок, соединителей или другого подводного оборудования. Деформации корпуса после гидростатического испытания сверх допустимых пределов не допустимы.

Таблица 31 – Давление испытания

Номинальное рабочее давление		Гидростатическое давление испытания корпуса	
МПа	фунт/дюйм ²	МПа	фунт/дюйм ²
34,5	5 000	51,8	7 500
69,0	10 000	103,5	15 000
103,5	15 000	155,2	22 500

8.6 Трубодержатели обсадных труб

8.6.1 Общие положения

Подводный трубодержатель обсадных труб устанавливается сверху каждой обсадной колонны и удерживает колонну при ее установке в корпусе устьевого оборудования. Его конфигурация позволяет спуск через буровой райзер и подводный блок ВОР, установку в подводном устьевом оборудовании и удержание требуемой нагрузки обсадной колонны. Он должен иметь условия для кольцевого уплотнительного узла, удержания нагрузок, создаваемых испытательными давлениями ВОР выше трубодержателя, и нагрузок от последующих обсадных колонн. Должны быть обеспечены средства для передачи нагрузки обсадной колонны и нагрузки испытательного давления на корпус устьевого оборудования или предыдущий трубодержатель обсадных труб.

На заводе следует установить в трубодержателе короткий патрубок обсадной трубы. Это уменьшает риск повреждения в процессе погрузочно-разгрузочных работ и последующей сборки на месте. При соединении короткого патрубка с трубодержателем для резьбовых соединений по стандарту API следует придерживаться требований ИСО 10426 (все части) к свинчиванию. Должна быть обеспечена достаточная длина на трубодержателе и коротком патрубке для машинного ключа. Фирменные резьбовые соединения следует свинчивать в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя.

Примечание - В контексте настоящего положения, API Spec 5CT является эквивалентом ИСО 10426 (все части).

Подводные трубодержатели обсадных труб должны рассматриваться как оборудование, регулирующее давление, как это определено в ИСО 10423. В некоторых случаях обсадная колонна может подвешиваться в поддонном посадочном кольце, которое является частью другой обсадной колонны ниже

устьевого оборудования. Поддонные трубодержатели обсадных труб, подвешенные на поддонном посадочном кольце, должны удовлетворять требованиям, указанным в 8.14.

Запорный механизм, если требуется, используется для установления предела или ограничения перемещения трубодержателя обсадных труб. Этот механизм может выполняться как одно целое с уплотнительным узлом или спускаться как часть независимого узла.

8.6.2 Конструкция

8.6.2.1 Нагрузки

При проектировании трубодержателей обсадных труб (включая запорные механизмы, если используются) изготовитель должен рассматривать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- подвешенные нагрузки;
- дополнительное натяжение;
- давление, внутреннее и внешнее;
- тепловые;
- крутящие;
- радиальные;
- ударные.

8.6.2.2 Резьбовые соединения

Заказчик должен указать тип резьб обсадных труб на трубодержателе. Идентификационные маркировки должны соответствовать ИСО 10423.

На резьбы обсадных труб необходимо наносить покрытие для предупреждения задиров, когда это требуется типом резьбы и материалом, и изготовителю следует это указать.

8.6.2.3 Вертикальный проходной канал

8.6.2.3.1 Гладкопроходной вертикальный проходной канал

Минимальные вертикальные проходные каналы для гладкопроходных или полнопроходных трубодержателей обсадных труб должны

соответствовать таблице 32. Оборудование, соответствующее этому требованию, относится к оборудованию, имеющему гладкопроходные каналы.

8.6.2.3.2 Вертикальный канал с уменьшенным проходом

Могут поставляться так же вертикальные каналы с уменьшенным проходом.

Таблица 32 – Минимальные размеры вертикальных проходных каналов для трубодержателей обсадных труб и противоизносных втулок

OD обсадных труб		Минимальный вертикальный проходной канал	
мм	дюйм	мм	дюйм
178	7	153	6,03
194	7 5/8	172	6,78
219	8 5/8	195	7,66
244	9 5/8	217	8,53
251	9 7/8	217	8,53
273	10 3/4	242	9,53
298	11 3/4	271	10,66
340	13 3/8	312	12,28
346	13 5/8	312	12,28
356	14	312	12,28
406	16	376	14,81
457	18	420	16,55
508	20	467	17,58

8.6.2.4 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

8.6.2.5 Номинальные характеристики трубодержателей обсадных труб

Номинальные характеристики нагрузок и давления для трубодержателей обсадных труб могут определяться в соответствии с группой прочности материала труб и сечения стенки, а также устьевым оборудованием, в которое они устанавливаются. Изготовители должны определять и документировать номинальные значения нагрузки/давления для трубодержателей обсадных труб, как определено ниже:

а) Допустимая нагрузка при подвешивании:

Указанная изготовителем допустимая нагрузка при подвешивании для трубодержателя обсадных труб включает обсадную резьбу (обычно муфтовая резьба), нарезанную в корпусе трубодержателя.

б) Номинальное значение давления:

Указанное изготовителем номинальное значение давления для трубодержателя обсадных труб включает корпус трубодержателя и резьбу обсадных труб (обычно муфтовая резьба), нарезанную в нижнем конце трубодержателя.

Примечание - Заказчик несет ответственность за определение рабочего давления для заданного веса и группы прочности обсадных труб и их допустимой нагрузки при подвешивании.

с) Давление испытания ВОР:

Номинальным значением давления испытания ВОР для трубодержателя обсадных труб является максимальное давление, которое может быть приложено к верхней части корпуса трубодержателя и кольцевому уплотнительному узлу. Это номинальное значение в частности исключает соединение обсадной трубы на нижнем конце трубодержателя обсадных труб.

д) Допустимая нагрузка удержания:

Указанная изготовителем допустимая нагрузка удержания является номинальным весом, который трубодержатель (трубодержатели) обсадных труб способен передать корпусу устьевого оборудования или предшествующему трубодержателю (трубодержателям) обсадных труб. Должно учитываться влияние полного номинального внутреннего рабочего давления.

8.6.2.6 Сечение циркуляционного прохода

Сечение наружного циркуляционного прохода позволяет обратным потокам проходить через трубодержатель в процессе операций цементировании, и предназначен для минимизации падения давления путем пропуска частиц как можно большего размера. Изготовитель должен документировать для каждого узла трубодержателя обсадных труб минимальные сечения циркуляционных проходов трубодержателя обсадных труб и максимальный размер частиц.

8.6.3 Испытания

8.6.3.1 Валидационные испытания

Валидационные испытания подводных трубодержателей обсадных труб должны соответствовать требованиям указанным в 5.1.7. Валидационное испытание для внутреннего давления должно выполняться для подтверждения целостности конструкции трубодержателя и не должно зависеть от группы прочности и резьбы обсадных труб.

8.6.3.2 Приемочные заводские испытания

Включение гигрометра в приемочное заводское испытание подводных трубодержателей обсадных труб не обязательно. Для подтверждения минимального вертикального проходного канала трубодержателя (см. таблицу 32) должен выполняться контроль размеров или контроль оправкой в соответствии с техническими условиями изготовителя.

8.7 Кольцевые уплотнительные узлы

8.7.1 Общие положения

Кольцевые уплотнительные узлы обеспечивают изоляцию давления между каждым трубодержателем обсадных труб и корпусом устьевого оборудования. Они могут спускаться одновременно с подводным трубодержателем обсадных труб или отдельно. Кольцевые уплотнительные узлы активизируются различными методами, включая кручение, вес и/или гидравлическое давление. В случае существования потенциальной возможности коррозии или потери ингибированных флюидов эксплуатационный кольцевой уплотнительный узел необходимо изолировать от эксплуатационного кольцевого пространства с помощью уплотнительной втулки, изготовленной из соответствующих материалов.

Подводные кольцевые уплотнительные узлы должны рассматриваться, как оборудование, регулирующее давление, как определено в ИСО 10423.

8.7.2 Конструкция

8.7.2.1 Нагрузки

При проектировании кольцевых уплотнительных узлов изготовитель должен учитывать и документировать следующие нагрузки:

- нагрузки при установке;
- тепловые нагрузки;
- нагрузки от давления;
- нагрузки при разъединении и/или извлечении.

8.7.2.2 Номинальное рабочее давление

Номинальное рабочее давление сверху для кольцевого уплотнительного узла должно быть больше либо равным номинальному рабочему давлению трубодержателя обсадных труб, см. 6.2.5. Изготовитель должен указать номинальное рабочее давление снизу уплотнительного узла, если оно отличается от номинального рабочего давления сверху.

8.7.2.3 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

8.7.2.4 Запирание

Кольцевой уплотнительный узел должен запираться в трубодержателе обсадных труб и/или устьевом оборудовании с использованием запорного механизма, который позволяет извлечение без повреждения уплотнительных поверхностей в случае разрушения уплотнения. Запорные механизмы могут быть жесткими или позволять некоторое перемещение трубодержателя обсадных труб/кольцевого уплотнения. Необходимо учитывать потребность в дополнительном запорном устройстве или ограничительном устройстве в процессе эксплуатации, основываясь на ожидаемых нагрузках (см. 8.7.2.1 и 8.8) и конструкции кольцевого уплотнения.

8.7.3 Аварийные кольцевые уплотнительные узлы

Необходимо проектировать аварийные кольцевые уплотнительные узлы, содержащие уплотнения на другом участке или используют другой уплотнительный механизм. Конструкция должна удовлетворять требованиям, представленным в 8.7.2.

8.7.4 Испытания

8.7.4.1 Валидационные испытания

Валидационные испытания кольцевого уплотнительного узла и аварийного кольцевого уплотнительного узла должны соответствовать 5.1.7.

8.7.4.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

Заводские приемо-сдаточные испытания для кольцевого уплотнительного узла и аварийного кольцевого уплотнительного узла не требуются.

8.8 Запирающая втулка трубодержателя обсадных труб

8.8.1 Общие положения

Установка запирающей втулки трубодержателя обсадных труб возможна на самый верхний трубодержатель обсадных труб в подводном корпусе устьевого оборудования для обеспечения одной или нескольких нижеперечисленных функций:

- обеспечение жесткости и предупреждение вертикального перемещения трубодержателя обсадных труб и кольцевого уплотнительного узла, улучшая при этом долговременную герметичность кольцевого уплотнительного узла;
- увеличение сопротивляемости направленным вверх нагрузкам относительно несущей способности кольцевого уплотнительного узла, таким, как нагрузки от теплового расширения эксплуатационной обсадной колонны;
- изоляция самого верхнего кольцевого уплотнительного узла от кольцевого пространства между эксплуатационной насосно-компрессорной колонной и трубодержателем эксплуатационной обсадной колонны;
- обеспечение уплотнительного сопряжения с подводной устьевой елкой, трубодержателем НКТ или трубной головкой;
- обеспечение запирающего профиля для трубодержателя НКТ.

Запирающие втулки должны рассматриваться, как оборудование, регулирующее давление, как определено в ИСО 10423.

Запирающая втулка может иметь конфигурацию для спуска в открытую воду и/или через буровой райзер/райзер для заканчивания скважины и подводный ВОР. Запирающая втулка должна проектироваться с возможностью ее извлечения через буровой райзер/райзер для заканчивания скважины и подводный ВОР.

Требования к использованию запирающей втулки зависят от конструкции трубодержателя обсадных труб и кольцевого уплотнительного узла, условий нагружения, определенных по проектным нормам прочности, и сопряжения с подводной устьевой елкой, трубодержателем НКТ или трубной головкой. В случае поставки систем устьевого оборудования и устьевой елки различными изготовителями, заказчик несет ответственность за согласование с изготовителями систем устьевого оборудования и устьевой елки для определения необходимости использования запирающей втулки.

8.8.2 Конструкция

8.8.2.1 Нагрузки

При проектировании запирающих втулок изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- нагрузки при установке;
- дополнительное натяжение;
- давление, внутреннее и внешнее (включая нагрузки от расширения обсадной колонны);
- тепловые (включая нагрузки от расширения обсадной колонны);
- крутящие;
- ударные;
- нагрузки при разъединении и/или извлечении;
- концевые нагрузки от давления в трубодержателе НКТ;
- нагрузки от подвешенной колонны НКТ;
- испытательные нагрузки ВОР.

8.8.2.2 Вертикальный проходной канал

Минимальный вертикальный проходной канал через запирающую втулку должен быть больше или равен минимальному проходному диаметру трубодержателя эксплуатационной обсадной колонны или эксплуатационной обсадной колонны, учитывая меньшее из них.

8.8.2.3 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

8.8.2.4 Вертикальная нагрузочная способность

Изготовитель должен определить и документально оформить вертикальную нагрузочную способность запирающей втулки.

Изготовитель должен определить и документально оформить максимальную несущую способность запирающей втулки на направленные вниз нагрузки, так как может потребоваться удержание трубодержателя НКТ или испытательного инструмента ВОР. При этом должны учитываться

нагрузки от подвешенной насосно-компрессорной колонны и нагрузок от концевое давления.

8.8.2.5 Номинальные значения давления

Установленное изготовителем номинальное значение внутреннего давления для запирающей втулки должно соответствовать или превышать номинальное значение давления трубодержателя эксплуатационной обсадной колонны и эксплуатационной обсадной колонны учитывая меньшее их них. Рекомендуется, чтобы номинальное значение внутреннего давления было равно номинальному значению давления подводной устьевой елки.

Изготовитель должен определить и документально оформить номинальное значение внешнего давления запирающей втулки. Номинальное значение внешнего давления должно учитывать гидростатический напор морской воды и давление испытания, которое будет использоваться под водой для подтверждения герметичности прокладки между корпусом устьевого оборудования и подводной устьевой елкой.

8.8.3 Испытания

8.8.3.1 Валидационные испытания

Валидационные испытания запирающей втулки трубодержателя обсадных труб должны соответствовать требованиям указанным в 5.1.7. Валидационные испытания для внутреннего и внешнего давления, несущей способности на нагрузки сверху и снизу должны выполняться для подтверждения целостности конструкции запирающей втулки.

8.8.3.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

Заводские приемо-сдаточные испытания запирающей втулки должны включать гидростатические испытания на внутреннее и внешнее давление. Контроль размеров или контроль оправкой должен выполняться на трубодержателе для подтверждения минимального вертикального проходного канала в соответствии с техническими условиями изготовителя.

8.9 Протекторы проходного канала и противоизносные втулки

8.9.1 Общие положения

Протектор проходного канала защищает уплотнительные поверхности кольцевого уплотнительного узла внутри корпуса устьевого оборудования перед установкой трубодержателя обсадных труб. После спуска трубодержателя обсадных труб устанавливается противоизносная втулка соответствующего размера для защиты оставшихся кольцевых уплотнительных поверхностей и установленных ранее кольцевых уплотнительных узлов и трубодержателей обсадных труб. Допустимо проектирование противоизносных втулок для поддержания нагружения блока ВОР при его испытании давлением.

8.9.2 Конструкция

8.9.2.1 Нагрузки

При проектировании протекторов проходных каналов или противоизносных втулок изготовитель должен учитывать и документировать следующие нагрузки:

- нагружение ВОР давлением при испытании;
- радиальные нагрузки;
- нагрузки от подвешивания бурильных труб.

Возможно отступление требований к протекторам проходных каналов или противоизносным втулкам от требований раздела 5.

8.9.2.2 Вертикальные проходные каналы

8.9.2.2.1 Вертикальные проходные каналы открытого типа

Минимальный вертикальный проходной канал протектора проходного канала указан в таблице 33. Минимальный вертикальный проходной канал противоизносных втулок должен соответствовать таблице 32. Протекторы проходных каналов или противоизносные втулки, соответствующие этому требованию относятся к оборудованию, имеющему гладкопроходные каналы.

8.9.2.2.2 Вертикальные каналы с уменьшенным проходом

Возможна поставка вертикальных каналов с уменьшенным проходом.

8.9.2.2.3 Противоизносные втулки и протекторы проходных каналов

Противоизносные втулки и протекторы проходных каналов должны иметь конусные заходы сверху и снизу для исключения зависания проходящих через них бурового долота или инструмента.

Таблица 33 – Минимальные вертикальные проходные каналы протекторов проходных каналов

Размер блока ВОР, мм (дюйм)	Минимальный вертикальный проходной канал, мм (дюйм)
346 (13 5/8)	312 (12,31)
425 (16 3/4)	384 (15,12)
476 (18 3/4)	446 (17,56)
от 527 до 540 (от 20 3/4 до 21 1/4)	472 (18,59)

8.9.2.3 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

8.9.2.4 Номинальное рабочее давление

Протекторы проходного канала и противоизносные втулки, как правило, проектируются для работы под давлением.

8.9.2.5 Запирание/предотвращение вращения

Протекторы проходного канала и противоизносные втулки должны проектироваться для запирания на месте и ограничения вращения, если требуется. Изготовитель должен документировать проектные нагрузки, требуемые для запирания, извлечения и ограничения вращения.

8.9.3 Материалы

Материалы, используемые для протекторов проходного канала и противоизносных втулок, должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя. Рекомендации к твердости материала приведены в ИСО 10423.

8.9.4 Испытания

Протекторы проходного канала и противоизносные втулки должны пройти контроль размеров на соответствие минимальному вертикальному проходному каналу.

8.10 Анतिकоррозионный колпак

Функцией антикоррозионного колпака является защита подводного устьевого оборудования от загрязнения шламом, обрастания морскими организмами и коррозии. Эти колпаки, как правило, не работают под давлением и запираются на наружном профиле корпуса кожуха оборудования. При использовании колпака, удерживающего давление, необходимо предусмотреть средства для измерения и сброса давления до снятия колпака. Колпак устанавливается до временной остановки скважины. В конструкцию заложена возможность, позволяющая установку до или после установки трубодержателя НКТ. Колпак также может содержать устройство для нагнетания коррозионного ингибитора в скважину.

Спуск антикоррозионного колпака возможен с помощью специального инструмента или ROV. Необходимо оценить планируемый период нахождения колпака на устьевом оборудовании в отношении коррозии самого колпака и необходимости катодной защиты. Надлежащий анализ должен также проводиться относительно методов ингибирования скважины, особенно когда персонал может подвергаться воздействию ингибирующих химических реагентов.

8.11 Инструменты для спуска, извлечения и испытания

Инструменты для спуска, извлечения и испытания компонентов подводного устьевого оборудования, включая направляющее оборудование,

корпуса, подвесное оборудование обсадных труб, герметизирующее оборудование кольцевого пространства и защитные устройства рассматриваются в приложении Н.

8.12 Траловая защитная конструкция

Защитная конструкция от донного траления должна выполняться по требованию заказчика. Эта конструкция может служить для двух целей:

- наружная защита от падающих/буксирующих или цепляющих посторонних объектов;
- защита уплотнительных поверхностей от внутренней коррозии.

8.13 Наклон и ориентация устьевого оборудования

Для облегчения выполнения текущих и будущих операций кондуктор следует устанавливать в положении, наиболее близком к вертикальному. Наклон $0,5^\circ$ или меньше обеспечит возможность выполнения будущей программы заканчивания скважины. Наклон от $0,5^\circ$ до $1,0^\circ$ может ограничить варианты для надставок, заканчивания скважины и повторного ввода, но обеспечит возможность безопасно выполнять бурение с небольшой регулировкой положения буровой установки. Значения наклона более чем 1° в состоянии привести к повреждению из-за образования жёлобов бурильными трубами между трубодержателем обсадных труб и гибким соединением даже при регулировке положения буровой установки, а любые значения более $1,25^\circ$ могут существенно ограничить будущие работы. Получение дополнительного руководства возможно при консультации с изготовителем и обсуждении с заказчиком по планируемым будущим работам на скважине. Фактические значения наклона и азимута устьевого оборудования (например; $0,4^\circ$, с наклоном верхней части устьевого оборудования в направлении 258° от географического севера) должны регистрироваться в отчете о работах и паспорте скважины.

При определении допустимого наклона рассматриваются следующие типовые факторы:

- эксплуатационные характеристики оборудования и инструмента;
- последовательность работ, которые должны выполняться: будут ли использоваться подводная елка, опорная плита для бурения, надставка к поверхности для платформы или плавучее морское промышленное оборудование;
- размер и конфигурация подводной устьевой елки, при использовании горизонтальной устьевой елки;
- длина трубодержателя НКТ, надставки, т.д.;
- глубина воды, течение и состояние моря в целом может увеличить чувствительность к вертикальности;
- методы и частота повторного ввода в скважину;
- ведение документации, для вероятных будущих проверок данных регистрации индикатора наклона перед повторным входом в скважину;
- относительный угол между морским райзером и ВОР/устьевым оборудованием;
- возможность замены устьевого оборудования со временем;
- погрешность измерений угла;
- допустимые углы для установки и извлечения могут отличаться; обычно извлечение труднее из-за увеличения сил сопротивления и натяжения при несоосности;
- вероятность увеличенного желобообразования на поверхностях проходного канала и инструментах с увеличением угла наклона;
- возможность перемещения позиции буровой установки для центрирования райзера с устьевым оборудованием.

8.14 Поддонные трубодержатель обсадных труб и уплотнительные узлы

8.14.1 Общие положения

Поддонные трубодержатели обсадных труб обеспечивают место подвески для промежуточных обсадных колонн, для которых нет

возможности использовать стандартные корпуса головки кондуктора или устьевого оборудования. Уплотнительные узлы поддонных трубодержателей обсадных труб обеспечивают изоляцию давления между поддонным посадочным кольцом и поддонным трубодержателем обсадных труб. Поддонные посадочные кольца встраиваются в обсадную колонну ниже подводного устьевого оборудования или корпуса низкого давления. Поддонные трубодержатели обсадных труб подвешивают следующую обсадную колонну, обеспечивая место посадки и передавая ее нагрузки на посадочное кольцо. Изготовитель должен определить пределы нагрузок и номинальные значения давления для посадочного кольца, поддонного трубодержателя обсадных труб и уплотнительного узла. Заказчику необходимо определить материал, сопряжение и требования к проектным нагрузкам обсадных колонн, которые включают поддонное посадочное кольцо и трубодержатель обсадных труб в конструкцию скважины. Поддонные уплотнительные узлы активизируются различными методами, включая кручение, вес и/или гидравлическое давление.

8.14.2 Конструкция

Поддонные посадочные кольца и трубодержатель обсадных труб являются неотъемлемой частью обсадных колонн. Поэтому они специально исключены из проектных требований и методов определения номинальных значений давления, устанавливаемых для аналогичных компонентов в разделе 8. Проектные требования и допустимые напряжения для этих компонентов относительно донного подвешного оборудования представлены в 10.1.2. Эти допустимые напряжения поддерживаются в соответствии с действующей отраслевой практикой для безопасных рабочих давлений обсадных колонн. Номинальные значения оборудования следует иметь одинаковыми, несмотря на их расположение в обсадной колонне. Поддонные посадочные кольца и трубодержатель обсадных труб не следует подвергать номинальному рабочему давлению и давлению испытания, связанным с

корпусом устьевого оборудования низкого или высокого давления, когда посадочное кольцо устанавливается непосредственно ниже этих корпусов.

Поддонные уплотнения, уплотнительные узлы и поддонные аварийные уплотнительные узлы должны рассматриваться, как оборудование, регулирующее давление, как определено в 8.7. Они также специально исключены из методов определения номинальных значений давления, устанавливаемых для аналогичных компонентов в разделе 8, и номинальное значение давления, соразмерное с соответствующим поддонными посадочным кольцом и трубодержателем обсадных труб, задается специально.

9 Специальные требования – Подводная система трубодержателя НКТ

9.1 Общие положения

Система трубодержателя НКТ включает в себя устройство подвески НКТ, называемое трубодержателем НКТ, и соответствующий спуско-подъемный инструмент трубодержателя НКТ, а также, в определенных случаях, ориентирующее соединение. Настоящая часть стандарта распространяется на трубодержатели НКТ, устанавливаемые в устьевом оборудовании, трубной головке и горизонтальной устьевой елке. Уплотнение кольцевого пространства НКТ осуществляется между трубодержателем НКТ и трубодержателем обсадных труб, трубной головкой или горизонтальной устьевой елкой, и трубодержатель запирается на месте. Система проектируется для обеспечения возможности герметичного соединения между колонной (колоннами) НКТ, кольцевым пространством НКТ и соответствующими проходными каналами подводной устьевой елки или спуско-подъемного инструмента трубодержателя НКТ. Она может также

обеспечивать непрерывные средства коммуникации или контроля SCSSV, электрических датчиков и/или других скважинных устройств.

Существуют три основных типа трубодержателей НКТ:

- a) концентричный;
- b) эксцентричный (требующий ориентации для сопряжения многочисленных проходных каналов НКТ или управляющих портов);
- c) для горизонтальной устьевой елки.

Наглядные иллюстрации этих типов трубодержателей НКТ приведены в приложении D.

Существуют два типа ориентирующих систем:

- активный (поворотный) тип, требующий поворота спускаемой колонны с приложением крутящего момента на поверхности так, чтобы ее положение совпадало с ориентирующим устройством, которое ориентирует трубодержатель относительно устьевого оборудования/трубной головки/горизонтальной елки;
- пассивный (линейный) тип, использующий возвратно поступательное движение спускаемой колонны для соединения разъема или шпонки в ориентирующем устройстве, который автоматически ориентирует трубодержатель относительно устьевого оборудования/трубной головки/горизонтальной елки.

9.2 Конструкция

9.2.1 Общие положения

ОД системы трубодержателя НКТ должен быть совместимым с ID используемых блока ВОР и системы морского райзера. Особое внимание должно уделяться конструкции запорных и уплотнительных механизмов для минимизации риска их застревания в процессе установки или извлечения. В конструкции следует придерживаться минимальных диаметров и минимизировать длину наибольших диаметров для облегчения процесса спуска и извлечения системы трубодержателя НКТ через шаровое/гибкое

соединение. Необходимо установить предельный угол при рабочих процедурах для шарового/гибкого соединения для спуска и извлечения системы трубодержателя НКТ. Конструкция системы трубодержателя НКТ должна соответствовать требованиям, указанным в 5.1. Независимо от *типа* ориентирующей системы, недопустимо соединение уплотнений с уплотнительным каналом до завершения ориентации. Типовыми ориентирующими устройствами являются шпонки, соединяемые с пазами в соединителе ВОР, ориентирующие втулки/кулачки временно установленные в соединителе ВОР, ориентирующие втулки/кулачки постоянно установленные в трубной головке или корпусе горизонтальной устьевой елки и выдвинутые штыри в блоке ВОР, используемые совместно с кулачковым профилем на спускаемом инструменте или ориентирующем соединении.

Ориентирующее соединение не входит в область применения настоящей части стандарта.

На концентричных системах трубодержателей НКТ и горизонтальных устьевых елках возможно осуществление доступа к кольцевому пространству через выходы ниже трубодержателя НКТ в трубной головке или корпусе горизонтальной устьевой елки. При выполнении данной процедуры через трубодержатель или зону полости соединителя устьевой елки, необходимо производить изоляцию кольцевого канала с использованием обратного клапана, скользящей втулки или аналогичного устройства.

Спуско-подъемный инструмент трубодержателя НКТ может быть оборудован механическим или гидравлическим приводным механизмом. В конструкциях с гидравлическими приводными механизмами спуско-подъемный инструмент должен быть спроектирован по типу «фактический выход из стоя»т аким образом, потеря управляющего давления не приведет к освобождению трубодержателя НКТ из его спуско-подъемного инструмента. Необходимо предусмотреть принудительную индикацию правильного соединения спуско-подъемного инструмента с трубодержателем НКТ перед

удержанием веса колонны НКТ. При этом предъявляется требование выполнения освобождения гидравлического спуско-подъемного инструмента от трубодержателя НКТ при потере гидравлического управляющего давления. Верхняя часть спуско-подъемного инструмента/ориентирующего соединения должна сопрягаться с райзером для заканчивания скважины, колоннами НКТ или бурильными трубами, как указывается изготовителем. При применении горизонтальных устьевых елок верхняя часть спуско-подъемного инструмента/ориентирующего соединения должна сопрягаться с надставочной колонной или подводной устьевой елкой.

9.2.2 Нагрузки

При проектировании системы трубодержателя НКТ изготовитель должен рассматривать и документировать как минимум следующие нагрузки:

- подвешенный вес;
- дополнительное натяжение;
- давление, внутреннее и внешнее;
- разделительные нагрузки трубодержателя НКТ/спуско-подъемного инструмента вследствие испытательного давления;
- тепловые нагрузки;
- крутящие нагрузки;
- радиальные нагрузки;
- ориентированные нагрузки
- нагрузки реакции устьевой елки.

9.2.3 Резьбовые соединения

9.2.3.1 Трубодержатель НКТ

Заказчик должен указывать тип резьбы НКТ на трубодержателе. Идентификационные маркировки должны соответствовать ИСО 10423. Для предотвращения задиров на резьбу НКТ необходимо наносить покрытия, если это требуется из-за типа резьбы и *применяемого* материала.

9.2.3.2 Спуско-подъемный инструмент

Резьбы НКТ или замковые соединения, при их использовании, должны соответствовать API RP 5B или ИСО 10424-1, или документально оформленным техническим условиям изготовителя. Инструмент должен иметь надлежащий размер для свинчивания машинными ключами.

Несущая способность инструмента не должна определяться выбором концевых соединений инструментов.

9.2.4 Уплотнения спуско-подъемного инструмента

Стыковочные переводники и другие уплотнительные элементы должны иметь как минимум одно уплотнение из эластомера. Если используются дополнительные уплотнения, то необходимо учитывать возможность гидравлической блокировки.

9.2.5 Вертикальные проходные каналы

Минимальный проходной канал какс профилями, так и без них должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя. Учет уменьшения толщины стенки вследствие *применения* пробковых профилей в трубодержателе НКТ должен включаться в проектный анализ и документально оформляться, как это определено в 5.1. Пробковый фиксирующий профиль может механически обрабатываться во вставке или напрямую в трубодержателе НКТ. Проходные каналы трубодержателя НКТ должны контролироваться оправкой в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Кольцевой канал должен включать устройство для задержки пробки, которое может быть цельным или соединенным на резьбе с трубодержателем, в таком случае это указывается производителем. Пробковые профили должны быть в ниппелях, соединенных на резьбе с нижней частью трубодержателя, в случае потребности заказчика.

На горизонтальных устьевых елках предусматриваются накрывающие втулки для защиты пробковых профилей во время скважинных работ с

использованием тросов или гибких НКТ. Дополнительно, должна использоваться изоляционная накрывающая втулка для перекрытия боковых выходов трубодержателя НКТ в процессе спуско-подъемных операций в скважине.

9.2.6 Пробки трубодержателя НКТ

Пробки трубодержателя НКТ, используемые в вертикальных устьевых елках, используются как временное запорное устройство и поэтому не рассматривается в 9.2.6. Пробки трубодержателя НКТ, используемые в горизонтальных устьевых елках, называются коронными пробками и используются в качестве постоянных барьеров давления. Коронные пробки должны удовлетворять общим проектным критериям, требованиям к материалу и испытаниям внутреннего колпака устьевой елки, как указано в 7.12, таблицах 4 и 5.

9.2.7 Номинальное рабочее давление

Трубодержатель НКТ должен быть рассчитан на одно из номинальных рабочих давлений 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²). Это номинальное значение должно исключать соединение (соединения) НКТ нижней части трубодержателя. Любой рабочий управляющий или нагнетательный проход через корпус трубодержателя НКТ должен иметь минимальное номинальное значение давления равное от 1,0 RWP до номинального значения давления, равного 1,0 RWP плюс 17,2 МПа (2 500 фунт/дюйм²).

Номинальное рабочее давление трубодержателя НКТ должно быть равно номинальному значению давления устьевой елки или 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²), 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм²). Запорный механизм трубодержателя НКТ и кольцевой уплотнительный узел должны проектироваться с учетом возможности удерживать нагрузку от давления, кратную 1,1 RWP для системы вертикальной устьевой елки для заканчивания скважины. Запорный

механизм трубодержателя НКТ и кольцевой уплотнительный узел должны иметь проектную способность удерживать нагрузку от давления, кратную 1,5 RWP для системы горизонтальной устьевого елки для заканчивания скважины.

9.2.8 Уплотнительные барьеры

Необходимо предусмотреть, как минимум, два уплотнительных барьера между эксплуатационными и кольцевыми проходными каналами трубодержателя НКТ и окружающей средой. В ИСО 13628-1 рассматриваются основные принципы и приводятся примеры уплотнительных барьеров.

9.2.9 Конструкция стыковочного устройства управляющей линии нагнетания химреагентов и SCSSV

Необходимо предусмотреть, как минимум, два уплотнительных барьера между стыковочными устройствами управляющей линии нагнетания химреагентов и SCSSV трубодержателя НКТ и окружающей средой.

При применении вертикальных устьевых елок стыковочные устройства управляющей линии SCSSV в трубодержателе НКТ должны проектироваться с учетом сбрасывания управляющего давления при демонтаже устьевого елки. Номинальные давления стыковочных устройств управляющей линии должны быть не меньше, чем управляющее давление SCSSV, и должны выбираться из 9.2.7.

При применении горизонтальных устьевых елок стыковочное устройство управляющей линии SCSSV допустимо применение интегральной муфты с тарельчатым обратным клапаном или другим типом клапана с целью изоляции скважинного флюида для заканчивания скважины от внутреннего управляющего флюида управляющей линии. Тем не менее, обратный клапан не должен препятствовать выполнению предусмотренных функций SCSSV.

9.2.10 Инструменты различного назначения

При необходимости должны поставляться инструменты различного назначения, такие как стеллажи и испытательные стенды, аварийные извлекающие инструменты, контрольные стенды, свинцовые печати, внутренние изоляционные втулки, устанавливаемые на тросе (горизонтальная елка).

9.3 Материалы

Материалы должны соответствовать требованиям, указанным в 5.2. Уплотнительные поверхности, являющиеся уплотнениями «металл-к-металлу», должны быть покрыты коррозионно-стойким материалом, совместимым со скважинными флюидами, морской водой, т.д.

Для штампованного материала, работающего под давлением и несущего большую нагрузку, требования к технологии штамповки, термообработке и пробному образцу (QTC или удлинение) следует определять в соответствии с API RP 6НТ. Дополнительно, пробный образец должен сопровождать материал, который он квалифицирует, через этапы термообработки за исключением снятия напряжений.

9.4 Испытание

9.4.1 Верификационное испытание эксплуатационных характеристик

Валидационное испытание трубодержателя НКТ должно соответствовать требованиям, указанным в 5.1.7. Дополнительно, запорный механизм трубодержателя НКТ должен испытываться снизу, как минимум, на 1,1 RWP для VХТ или 1,5 RWP для НХТ, и сверху на 1,0 RWP для обоих случаев. При включении в конструкцию трубодержателя НКТ устройств доступа (например, тарельчатый клапан, загрузочно-разгрузочное устройство, скользящая втулка, т.д.) и барьеров стыковочного устройства нагнетания химреагентов, необходимо их соответствие проектным квалификационным требованиям к эксплуатационным характеристикам, как показано в таблице 3.

9.4.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

9.4.2.1 Трубодержатель НКТ

Трубодержатели НКТ должны проходить гидростатическое испытание до их отгрузки от изготовителя. Давление гидростатического испытания корпуса эксплуатационных и кольцевых проходных каналов должно быть не менее 1,5 RWP в соответствии с требованиями указанными в 5.4.5. Рабочие управляющие и нагнетательные проходы через корпус трубодержателя НКТ должны проходить гидростатическое испытание при давлении в 1,5 раза больше, чем соответствующее RWP в соответствии с требованиями указанными 5.4.5.

Короткий трубный патрубок должен устанавливаться на трубодержателе, и соединение должно проходить гидростатическое испытание в соответствии документально оформленными техническими условиями изготовителя.

Внутренний профиль трубодержателя НКТ должен контролироваться оправкой и испытываться на давление с сопрягаемой пробкой или приспособлением в соответствии документально оформленными техническими условиями изготовителя. Давление испытания для этого профиля и пробки в системе горизонтального заканчивания скважины должно составлять 1,5 RWP трубодержателя НКТ.

Функциональные испытания должны проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для подтверждения работоспособности основных и дублирующих рабочих и освобождающих механизмов, механизмов перевода с автоматического на ручной режим управления, запорных механизмов, контрольно-измерительных и управляющих линий. Испытание должно подтвердить, что фактические нагрузки/давления находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

9.4.2.2 Спуско-подъемный инструмент трубодержателя НКТ

Скважинные компоненты, работающие под давлением/регулирующие давление, должны соответствовать требованиям к гидростатическому испытанию, приведенным в 5.4.5 за исключением того, что проходные каналы спуско-подъемных инструментов должны испытываться при давлении испытания, равным, как минимум, 1,5 RWP.

У компонент, имеющих несколько каналов или портов, необходимо испытывать каждый канал отдельно, если существует возможность связи между ними.

Компоненты, которые содержат гидравлический управляющий флюид, должны подвергаться гидростатическому испытанию корпуса/кожуха в соответствии с требованиями, приведенными в 5.4.7.

Функциональное испытание должно проводиться в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя для подтверждения работоспособности основных и дублирующих рабочих и освобождающих механизмов, механизмов перевода с автоматического на ручной режим управления, запорных механизмов, контрольно-измерительных и управляющих линий. Испытание должно подтвердить, что фактические нагрузки/давления находятся в пределах документально оформленных технических условий изготовителя.

10 Специальные требования - Донное подвесное оборудование

10.1 Общие положения

10.1.1 Введение

10.1.1.1 Вданном разделерассматривается буровое оборудование и оборудование для заканчивания скважин, используемое для подвешивания веса обсадных колонн на уровне или вблизи морского дна, для обеспечения управления давлением и доступа в кольцевое пространство поверхностного устьевого оборудования. Донное оборудование используется при бурении с

установкой, опирающейся на дно, и обеспечивает бурение, оставление скважины и надставку к платформе или подводному оборудованию для заканчивания скважины. Донные посадочные кольца и трубодержатели могут иногда использоваться как часть обсадной колонны ниже подводного устьевого оборудования. Эти части должны соответствовать требованиям 8.14.

Донные трубодержатели обсадных труб, спуско-подъемный инструмент трубодержателей обсадных труб (посадочные переводники), посадочные кольца трубодержателей обсадных труб и надставочные инструменты (надставочные переводники) являются фактически неотъемлемой частью обсадных колонн. Поэтому они специально исключены из проектных требований и методов оценки номинального давления, предназначенные для аналогичного оборудования в ИСО 10423 и разделе 8, в 10.1 – 10.5 задаются специальные проектные требования и допустимые напряжения. Данные допустимые напряжения устанавливаются в соответствии с действующей отраслевой практикой на безопасные рабочие давления для обсадной колонны.

Донное оборудование, как правило, использует фирменные профили/конфигурации и/или стандартные соединения по стандарту ИСО. Инструменты, используемые для установки, извлечения и испытания, как правило, специализированные, и управляются дистанционно.

10.1.1.2 Техническое содержание данного раздела определяет специальные требования к эксплуатационным характеристикам, материалу и испытанию оборудования. Специальное донное подвесное оборудование, используемое для бурения и/или спуска в составе обсадной колонны, включает следующее; см. рисунок Е.1:

- посадочные кольца;
- трубодержатели обсадных труб;

- спуско-подъемные инструменты трубодержателей обсадных труб (посадочные переводники);
- надставочные переходные фитинги (надставочные переводники);
- консервационные колпаки.

10.1.1.3 Большинство компонентов донного подвешного оборудования, используемого в процессе бурения и/или спуска в составе обсадной колонны, рассматриваются как оборудование, регулирующее давление, как определено в ИСО 10423. В целях контроля качества эти компоненты должны рассматриваться как компоненты «подвески обсадных труб и НКТ», как это изложено в ИСО 10423.

Специальное донное переходное оборудование для подводного заканчивания скважин включает следующее; см. рисунок Е.2:

- донное переходное оборудование (с регулировкой разноса);
- компоновки трубных головок.

10.1.1.4 Большинство компонентов донного подвешного оборудования должны проектироваться, как оборудование, работающее под давлением или регулирующее давление, используя определения, приведенные в ИСО 10423. Компоненты, обозначенные как работающие под давлением, должны рассматриваться как «корпуса» в ИСО 10423.

Райзеры высокого давления и вспомогательные инструменты, используемые с донным оборудованием, такие как щётки и инструменты для очистки, спуско-подъемные инструменты колпаков, т.д., не входят в область применения настоящей части стандарта.

10.1.2 Конструкция

10.1.2.1 Общие положения

Общие проектные требования для донного оборудования должны соответствовать требованиям, указанным в 5.1. Если специальные требования раздела 10 для донного оборудования отличаются от общих

требований, указанных в 5.1, то эти специальные требования имеют преимущество.

10.1.2.2 Номинальное рабочее давление

Для каждого элемента донного оборудования номинальное рабочее давление должно определяться в соответствии с таблицей 34 и приложением Е, или путем контрольного испытания, как указано в ИСО 10423.

Номинальное рабочее давление должно включать в себя предельные давления концевых соединений.

Таблица 34 – Максимальное допустимое напряжение от давления^{a),b)}
(только для донного оборудования)

Допустимое напряжение	При номинальном рабочем давлении		При давлении испытания
	Подвешиваемое оборудование	Переходное оборудование	Подвешиваемое и переходное оборудование
Мембрана	<i>Мембранное напряжение = S_m (где $S_m + S_b \leq 1 \times S_{yld}$)</i>		
	$0,8 \times S_{yld}$	$0,67 \times S_{yld}$	$0,9 \times S_{yld}$
Мембрана + изгиб	<i>Мембранное + изгибающее = $S_m + S_b$ (где $S_m \leq 0,67 \times S_{yld}$)</i>		
	$1,2 \times S_{yld}$	$1,0 \times S_{yld}$	$1,35 \times S_{yld}$
	<i>Мембранное + изгибающее = $S_m + S_b$ (где $0,67 \times S_{yld} \leq S_m \leq 0,9 \times S_{yld}$)</i>		
	$2,004 \times S_{yld} - 1,2 \times S_m$	–	$2,15 \times S_{yld} - 1,2 \times S_m$
S_m расчетное мембранное напряжение; S_b расчетное изгибающее напряжение; S_{yld} минимальный указанный предел текучести.			

a) Напряжения, приведенные в этой таблице, должны определяться в соответствии с определениями и методами, представленными в приложении Е. Проектировщик должен учитывать влияние напряжений за пределом текучести на безмуфтовые соединения, такие как резьбовые соединения и запорные профили, где возможно возникновение прогрессирующей деформации.

b) Напряжения изгиба в этом методе ограничены более низкими значениями, чем это разрешено методом ASME для дополнительных напряжений, так как этот предельный базовый метод по определению имеет более высокие коэффициенты безопасности. Альтернативный метод включен в приложение Е для допущения более высоких дополнительных напряжений, с контролем мембранных напряжений традиционными, более консервативными пределами.

10.1.2.3 Номинальные значения допускаемых нагрузок при подвешивании/спуске-подъеме

10.1.2.3.1 Номинальные значения допускаемых нагрузок при спуске-подъеме

Номинальная допускаемая нагрузка при спуске-подъеме должна определяться для каждого элемента донного подвесного оборудования на пути нагружения между верхним соединением спуско-подъемного инструмента и нижним соединением трубодержателя, который спускается как составная часть обсадной колонны. Номинальная допускаемая нагрузка при спуске-подъеме определяется как максимальный вес, который можно опускать ниже донного компонента. Номинальная допускаемая нагрузка при спуске-подъеме не равна прочности соединения, пределу прочности на растяжение или нагрузке контрольного испытания.

Номинальная допускаемая нагрузка при спуске-подъеме включает в себя несущую способность на растяжение концевое резьбовое соединения,

которое выполнено в донном компоненте, не включая прочность резьбы на срыв для концевой резьбового соединения, так как прочность резьбы на срыв является функцией веса и группы прочности обсадных труб, которые навинчиваются на донный компонент при использовании.

Основные мембранные напряжения в корпусе при номинальной допускаемой нагрузке при спуске-подъеме не должны превышать 80 % минимального заданного предела текучести и должны исключать приложенное внутреннее давление и внешние приложенные общие изгибающие нагрузки.

10.1.2.3.2 Номинальные значения допускаемых нагрузок при подвешивании

Номинальные допускаемые нагрузки при подвешивании должны определяться для каждого элемента донного подвесного оборудования, который удерживает вес обсадных труб. Номинальная допускаемая нагрузка при подвешивании определяется как максимальный вес, который можно подвесить к компоненту в заданном месте.

Для различных мест на компоненте возможно использование различных номинальных допускаемых нагрузок при подвешивании. Каждый расширяемый наружу запор или фиксированное посадочное кольцо и каждый внутренний запорный профиль или внутреннее посадочный упорный торец (торцы) имеет номинальную допускаемую нагрузку при подвешивании.

Допустимо превышение предела текучести материала в случае напряжений сжатия на упорных торцах при номинальной допускаемой нагрузке подвешивания, при условии, соблюдения других эксплуатационных требований.

Номинальные допускаемые нагрузки должны учитывать влияние полного номинального рабочего давления. *В учет* должны включаться внутреннее и наружное давление. Основные мембранные напряжения в

корпусе при номинальных допускаемых нагрузках при подвешивании не должны превышать 80 % минимального заданного предела текучести.

Изготовитель должен документировать номинальные допустимые нагрузки при подвешивании для заданного комплекта собираемого оборудования в компоновке или для каждого компонента в отдельности.

10.1.2.4 Наружные и внутренние диаметры

Изготовитель должен документировать минимальный ID и максимальный OD донного оборудования. Эти размеры должны базироваться на значениях размеров после механической обработки, и должны указываться в десятичной форме с точностью до 0,02 мм (0,001 дюйма). Данное требование применимо только для ID, через которые должны проходить другие донные компоненты, и OD, которые должны проходить через другие донные компоненты. Наружные размеры должны исключать условие расширения расширяемых запоров.

10.1.2.5 Сечения циркуляционных проходов

Для каждой конструкции изготовитель должен документировать минимальное сечение циркуляционных проходов и максимальный размер частиц, включая:

- сечение циркуляционных проходов при спуске через обсадные трубы заданного веса;
- сечение циркуляционных проходов при посадке в заданный донный компонент;
- критическую скорость для промывочных отверстий спуско-подъемного инструмента.

10.1.2.6 Номинальные значения температуры

Каждый компонент должен иметь номинальное значение температуры, как указано в 5.1.2.2.

10.1.2.7 Несоосность

Изготовитель должен документально оформить допустимое отклонение от вертикали для буровых и эксплуатационных надставок.

10.1.3 Материалы

10.1.3.1 Классы материалов

Надлежащими классами материалов для донного оборудования являются *классы* от АА до СС для общих работ и от DD до НН для работы в присутствии сернистых соединений, как определено в ИСО 10423.

Примечание – В контексте настоящего положения, NACE MR0175 является эквивалентом ИСО 15156 (все части).

Подводное донное оборудование для заканчивания скважин должно соответствовать надлежащим классам материалов АА-НН, приведенным в таблице 1.

10.1.3.2 Требования NACE

Для классов материалов от DD до НН (работа в присутствии сернистых соединений) требования ИСО 15156 (все части) должны ограничиваться внутренними компонентами, работающими под давлением и регулирующими давление, подверженными влиянию скважинных флюидов. Например, донные трубодержатели для работы в присутствии сернистых соединений могут включать внешние запорные механизмы и нагружаемые кольца не соответствующие *требованиям* NACE.

Примечание – В контексте настоящего положения, NACE MR0175 является эквивалентом ИСО 15156 (все части).

10.1.4 Испытания

10.1.4.1 Валидационные испытания

Изготовители должны проводить и документально оформлять результаты валидационных испытаний в соответствии с 5.1.7

10.1.4.2 Заводские приемочные испытания

10.1.4.2.1 Гидростатические испытания

Проведение гидростатических заводских приемочных испытаний донного подвешного оборудования не требуется. Давления испытания не должны превышать давление испытания, указанные в Е.2.5 (Приложение Е), при условии что данное требование указано в документально оформленные технические условия изготовителя.

Гидростатические заводские приемо-сдаточные испытания донного переходного оборудования являются обязательными и должны проводиться в соответствии с 5.4.5.

10.1.4.2.2 Контроль оправкой

Контроль оправкой не входит в область распространения настоящего стандарта. При условии включения контроля оправкой в документально оформленные технические условия изготовителя, необходимо придерживаться требований ИСО 11960 (раздел 7). Возможно проведение контроля оправкой для отдельного компонента или для компоновки (например, трубодержатель, спуско-подъемный инструмент и короткий патрубок обсадной трубы, собранные вместе).

10.1.4.2.3 Испытание на подгонку и установку оборудования «один на другой»

Настоящая часть стандарта не требует проведение испытаний подгонки и установки оборудования «один на другой». В случае если испытание на подгонку и установку оборудования «один на другой» является частью документально оформленных технических условий изготовителя, то изготовитель должен документально оформить требования для измерения и/или регистрации осевых размеров и размеров смещения, которые должны быть выполнены для подтверждения надлежащей установки оборудования «один на другой».

10.1.5 Маркировка и документация

10.1.5.1 Донное оборудование должно маркироваться, как минимум, следующей информацией:

- наименование изготовителя и торговая марка;
- размер;
- серийный номер сборки, в случае необходимо;
- номер детали и модификация;
- класс материала и максимальное парциальное давление H_2S .

10.1.5.2 В зависимости от предъявляемых требований, необходимо указать на оборудовании или представить в системной документации следующую информацию:

- номинальное рабочее давление;
- номинальные значения допускаемых нагрузок при спуске-подъеме;
- номинальные значения допускаемых нагрузок при подвешивании;
- минимальное сечение циркуляционных проходов;
- максимальный размер частиц;
- диаметр оправки;
- максимальное допустимое давление испытания;
- максимальный крутящий момент свинчивания и развинчивания;
- максимальный расход через промывочное отверстие.

10.1.5.3 В дополнении к требованиям 10.1.5.1 и 10.1.5.2 донное переходное оборудование должно маркироваться в соответствии с требованиями, указанными в 5.5.

10.2 Донное подвесное-посадочное/подъемное кольцо

10.2.1 Описание

Посадочное/подъемное кольцо является внутренней высадкой, размещенной на уровне или вблизи морского дна для обеспечения внутреннего посадочного торца для удержания комбинированных нагрузок от обсадных труб. При создании конструкций и технических условий для посадочного подъемного кольца должно учитываться следующее:

- несущая способность упорного торца;

- высота оборудования для заканчивания скважины над морским дном;
- центрирование трубодержателей обсадных труб;
- сечение циркуляционных проходов для возврата бурового и цементного раствора.

10.2.2 Конструкция

При проектировании посадочного/подъемного кольца изготовитель должен рассмотреть и документально оформить следующие критерии:

- нагрузки на конструкцию (включая нагрузки от подвешенной обсадной колонны);
- размерная совместимость с другими трубодержателями;
- размерная совместимость с заданной программой буровых долот;
- требования к сварке;
- требования к циркуляционным проходам для бурового раствора.

Минимальный ID каждого кольца должен выбираться с условием обеспечения посадки последующих трубодержателей обсадных труб, а также прохода буровых долот используемых размеров.

10.2.3 Документация

Изготовитель должен документировать любые требования к критическому центрированию и/или сварке для крепления посадочного/подъемного кольца к кондуктору.

10.3 Трубодержатели обсадных труб

10.3.1 Описание

10.3.1.1 Донные трубодержатели обсадных труб

Донные трубодержатели обсадных труб, как правило, выполняют в донной подвесной системе следующие функции и возможности:

- удерживание веса обсадной колонны на уровне морского дна;
- удерживание веса последующих обсадных колонн;

- обеспечение доступа из кольцевого пространства к поверхностному устьевому оборудованию;
- обеспечение циркуляционных проходов для бурового/цементного раствора при спуске и посадке в предшествующий трубодержатель;
- возможность крепления спуско-подъемного инструмента, надставочного райзера и/или подводного переходного оборудования;
- возможность возвратно-поступательного движения для обсадной колонны в процессе цементных работ.

10.3.1.2 Концевые соединения

Трубодержатель обсадных труб и спуско-подъемный инструмент, как правило, устанавливаются с использованием удлинителей обсадных труб, присоединенных к обоим концам. Удлинитель спуско-подъемного инструмента (посадочный переводник) имеет ниппельное удлинение обсадной трубы типа ниппель-муфта, а трубодержатель обсадных труб имеет удлинение обсадной трубы типа «ниппель-ниппель». Компоновка удлинителей обсадных труб, спуско-подъемного инструмента и трубодержателя обсадных труб должна собираться до ее транспортировки на буровую установку. Данное требование позволяет осуществлять погрузо-разгрузочные работы трубодержателя обсадных труб как для обычного элемента обсадной колонны.

10.3.1.3 Посадочные упорные торцы

На трубодержателях обсадных труб, как правило, используются посадочные упорные торцы одного из следующих типов:

- фиксированные опорные кольца;
- нефиксированные или расширяемые/сужаемые запорные кольца.

Фиксированное опорное кольцо устанавливается на скошенный упорный торец (обычно 45°) в посадочном кольце или предыдущем трубодержателе обсадных труб. На данном посадочном кольце

обеспечивается размещение циркуляционных отверстий для прохода бурового и цементного раствора и надлежащая грузоподъемность.

Нефиксированное опорное кольцо имеет расширяемое/сужаемое запорное нагрузочное кольцо, размещаемое в соответствующей канавке. В процессе цементных работ обсадная колонна совершает возвратно-поступательное движение на коротком расстоянии выше седла подвески, вследствие чего нефиксированные посадочные кольца, как правило, не имеют постоянных запорных механизмов.

10.3.1.4 Внутренние профили

Внутренние профили донных трубодержателей обсадных труб выполняют следующие функции:

- запирают и герметизируют спуско-подъемный инструмент (посадочный переводник) и надставочные переходные фитинги;
- являются местом посадки последующих трубодержателей обсадных труб;
- являются местом посадки трубодержателя НКТ (факультативно).

Запорный и герметизирующий механизм для спуско-подъемного инструмента и надставочных переходных фитингов, как правило, является верхним внутренним профилем донного трубодержателя обсадных труб. Возможны варианты выполнения запорного профиля как с резьбой, так и с внутренней запорной канавкой для кулачкового запорного механизма. Спуско-подъемный инструмент, как правило, проектируется для освобождения при вращении вправо.

При необходимости возможно включение промывочных отверстий в каждый посадочный переводник или трубодержатель обсадных труб для обеспечения скорости потока при промывании без размывания сечения отверстия. После посадки и цементировании трубодержателя обсадных труб промывочные отверстия открываются. После промывания кольцевого пространства обсадного райзера промывочные отверстия закрываются.

Целью промывки зоны обсадного райзера является удаление лишнего цемента из зоны соединения трубодержателя обсадных труб/спуско-подъемного инструмента.

10.3.2 Конструкция

10.3.2.1 Нагрузки

При проектировании трубодержателей обсадных труб донных систем изготовитель должен рассматривать и документировать следующие нагрузки:

- нагрузки обсадной колонны;
- давление;
- рабочий крутящий момент.

10.3.2.2 Сечение циркуляционного прохода

Изготовитель должен документально оформить минимальные сечения циркуляционных проходов для каждой проектной конфигурации трубодержателя обсадных труб.

10.3.2.3 Размер частиц

Максимальный размер частиц должен быть документально оформлен для каждой проектной конфигурации трубодержателя обсадных труб.

10.3.2.4 Концевые соединения

Стандартные концевые соединения ИСО или другие концевые соединения, выполненные на трубодержателе обсадных труб и спуско-подъемном инструменте (посадочном переводнике) должны соответствовать требованиям 7.1 – 7.6.

Необходимо обеспечить достаточные участки поверхности для машинных ключей для установки обсадных труб в трубодержатель обсадных труб и спуско-подъемного инструмента (посадочный переводник).

10.4 Спуско-подъемные инструменты трубодержателей обсадных труб и переходные фитинги надставок

10.4.1 Описание

Спуско-подъемные инструменты трубодержателей обсадных труб должны проектироваться для обеспечения двухстороннего соединения между донным трубодержателем и обсадным райзером, используемым при бурении. Они могут быть резьбовыми (включая факультативную установку под действием веса) или инструментами с кулачковым запорным механизмом в соответствии с поставкой от каждого отдельного изготовителя. Резьбовые спуско-подъемные инструменты соединяются напрямую с трубодержателем обсадных труб. Кулачковые запорные инструменты фиксируются во внутренней запорной канавке внутри трубодержателя обсадных труб. В трубодержатель обсадных труб или посадочный переводник возможно включение промывочных отверстий для обеспечения очистки от цемента вокруг установленного ранее соединения трубодержателя/посадочного переводника.

Переходные фитинги надставки трубодержателя обсадных труб (надставочные переводники) используются для соединения обсадных труб с донным подвесным устьевым оборудованием для работ по заканчиванию скважины с использованием поверхностного устьевого оборудования или для целей подводного заканчивания скважины. К переходным фитингам надставок предъявляются требования аналогичные требованиям к спуско-подъемному инструменту трубодержателей обсадных труб.

Донные трубодержатели обсадных труб и переходные фитинги надставок должны рассматриваться как оборудование, работающее под давлением, как определено в ИСО 10423.

10.4.2 Конструкция

10.4.2.1 Нагрузки

При проектировании спуско-подъемных инструментов изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- подвешенный вес;
- нагрузки от давления;

- крутящий момент;
- дополнительное натяжение;
- нагрузки от окружающей среды.

10.4.2.2 Резьбовые переходные фитинги для спуска-подъема и надставок

Резьбовые спуско-подъемные инструменты должны освобождаться при кручении вправо. Резьбовые переходные фитинги и профили наставок должны свинчиваться при вращении вправо.

Изготовитель должен документировать максимальный расход через промывочные отверстия.

10.5 Консервационные колпаки

10.5.1 Описание

Консервационные колпаки, как правило, используются в процессе временного оставления скважины и для защиты внутренних профилей трубодержателей, резьб и уплотнительных участков от обрастания морскими организмами, механического повреждения и шлама.

10.5.2 Конструкция

При проектировании консервационных колпаков изготовитель должен рассматривать и документировать давление и любые внешние нагрузки, прикладываемые в процессе установки, сброса давления и извлечения. Консервационные колпаки должны быть оборудованы средствами сброса давления до их удаления.

10.6 Донное переходное оборудование для подводного заканчивания скважин

10.6.1 Описание

Донные переходы для подводного заканчивания скважины обеспечивают сопряжение между донным подвесным оборудованием и оборудованием для подводного заканчивания скважины (см. рисунок Е.2). При необходимости испытания переходного оборудования на месте особое

внимание должно уделяться недопущению превышения номинального давления подвешного оборудования.

Донное переходное оборудование должно рассматриваться как оборудование, регулирующее давление, как это определено в ИСО 10423.

10.6.2 Конструкция

Донные переходы, как правило, обеспечивают ограниченную конструкционную опору, централизацию и управление давлением для подготовки скважины, пробуренной с использованием донных трубодержателей, для подводного заканчивания скважины.

Нижний конец донного переходного оборудования обеспечивает нагрузочный упорный торец (или резьбовой) и уплотнительное сопряжение, как минимум, для двух переходных надставочных фитингов и обсадных колонн. Переход может также обеспечить центрирующую и грузоподъемную характеристику для обеспечения конструктивной целостности для передачи приложенных нагрузок к первой технологической колонне или кондуктору. Донное переходное оборудование также должно обеспечить необходимую возможность регулирования для создания зазоров между трубодержателями обсадных труб донного устьевого оборудования, концом первой технологической обсадной колонны и подводным оборудованием для заканчивания скважины.

Верхний конец донного переходного оборудования должен способствовать сопряжению компоновки трубной головки с райзером высокого давления для заканчивания скважины, подводным трубодержателем НКТ и подводной устьевой елкой. Трубная головка также сопрягается с труботержателем НКТ/противоизносной втулкой, пробковым оборудованием испытания райзера и соединением доступа кольцевого пространства для доступа к одну или более кольцевых пространств между расположенными ниже обсадными колоннами/надставочными переходными фитингами.

При необходимости испытания донного переходного оборудования на месте особое внимание должно уделяться тому, чтобы подвесное оборудование не подвергалось более высокому давлению, чем номинальные значения давления для скважинных трубных колонн, переходного фитинга надставки или обсадных колонн, установленных выше или ниже трубодержателя обсадных труб.

Колонна обсадного райзера, которая сопрягается с трубной головкой, часто определяет требование для номинального значения давления и размера оборудования для донной переходной системы. Обычно эта райзерная колонна имеет более толстую стенку и/или изготовлена из более высокопрочного материала, что необходимо для выдерживания внутреннего давления и внешних нагрузок от окружающей среды. Райзер также должен обеспечить место натяжения, аналогичное плавучим буровым райзерам, для содействия сопротивлению условиям окружающей среды. Поэтому тщательное взвешивание проходного диаметра, условий работы по NACE или не по NACE, размера и прочности соединителя и соответствия материала должно сопоставляться со скважинными требованиями и требованиями окружающей среды для определения соответствия этим требованиям.

Донные компоновки переходных трубных головок должны рассматриваться как оборудование, работающее под давлением, как это определено в ИСО 10423.

10.6.3 Номинальное рабочее давление

RWP для границы давления компоновки трубной головки должно основываться на RWP обсадного райзера, используемого для заканчивания скважины и установки трубных колонн. При выборе номинального рабочего давления следует учитывать максимальное ожидаемое рабочее давление SCSSV см. 5.1.2.1.1.

10.6.4 Заводские приемо-сдаточные испытания

Компоновки трубных головок должны проходить гидростатические испытания до их отгрузки с места изготовления. Гидростатические испытания проводятся для подтверждения герметичности граничной зоны давления корпуса. Они должны испытываться на соответствие требованиям настоящей части стандарта за исключением того, что испытания (включая УТТ 2) должны иметь второй период выдержки не меньше чем 15 мин.

Общее гидростатическое давление испытания корпуса должно определяться меньшим из значений номинального рабочего давления корпуса трубной головки или номинального давления колонны обсадного райзера высокого давления; как определяется в приложении Е. Типовые номинальные значения давления для компоновки трубной головки представлены в таблице 35.

10.7 Система трубодержателя НКТ - Донное переходное оборудование для подводного заканчивания скважин

Конструкции, материалы и испытания системы трубодержателя НКТ должны соответствовать разделу 9.

11 Специальные требования области применения – Донное подвесное оборудование со стволовым проходом

11.1 Общие положения

В данном разделе описывается донное подвесное оборудование со стволовым проходом, к нему, как правило, относится оборудование, спускаемое с буровой установки опирающейся на дно. Донное подвесное оборудование со стволовым проходом используется при бурении и заканчивании скважин без консервирования, демонтаже поверхностного ВОР, а также подводного заканчивания скважины с целью установки подводной устьевой елки. Оборудование со стволовым проходом является

комбинированным между донным устьевым оборудованием и подводным устьевым оборудованием. Начало компоновки данного оборудования предусматривает отдельные донные трубодержатели обсадных труб и райзеров. Далее в состав входит специальный трубодержатель обсадных труб, имеющий корпус и обладающий возможностью совместного использования с трубодержателем (трубодержателями) обсадных труб, кольцевым уплотнительным узлом (узлами) и трубодержателем НКТ, при необходимости его установки, не требуя при этом переходного оборудования для подводного заканчивания скважины. Корпус трубодержателя обсадных труб, как правило, имеет размер 346 мм (13 5/8 дюйма). Райзер данного соединительного узла, направленный к поверхности, должен проектироваться для номинального значения давления, равного или превосходящего номинальные значения давления трубодержателей обсадных труб, уплотнительных узлов и трубодержателя НКТ, устанавливаемых в корпусе гибридного трубодержателя обсадных труб. Рисунок F.1 иллюстрирует типовую компоновку донной подвески со стволовым проходом.

Детали, работающие под давлением и регулирующие давление, включенные в состав донного подвесного оборудования со стволовым проходом, должны проектироваться с учетом требований к необходимому классу материала, а также требований ИСО 15156 для корпуса трубодержателя обсадных труб и компонентов, установленных в нем. В зависимости от конструкции первой технологической обсадной колонны, допустимо несоответствие донных подвесных технических устройств, устанавливаемых снаружи комбинированного корпуса требованиям стандартов NACE. Внутренняя колонна обсадного райзера, соединенная с корпусом комбинированного трубодержателя обсадных труб, как правило, определяет требования к номинальному значению давления и размеру оборудования для системы со стволовым проходом. Данная райзерная

колонна, как правило, имеет более толстую стенку и/или изготовлена из более высокопрочного материала, необходимого для достижения более высокого давления, чем среднее номинальное значение. С целью определения соответствия требованиям вышеуказанной системы необходимо тщательное сопоставление проходного диаметра, условий работы в соответствии со стандартами NACE или нет, размера и прочности соединителя, а также пригодности материала в зависимости от скважинных условий.

Примечание - В контексте настоящего положения, NACE MR0175 эквивалентен ИСО 15156 (все части).

11.2 Внешние трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом (снаружи корпуса гибридного трубодержателя обсадных труб)

Донные трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом, расположенные снаружи корпуса комбинированного трубодержателя обсадных труб, должны проектироваться и изготавливаться в соответствии с 10.1 – 10.4.

Наружные донные трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом должны рассматриваться как оборудование, регулирующее давление, как это определено в ИСО 10423.

11.3 Корпус гибридного трубодержателя обсадных труб

11.3.1 Общие положения

Корпус комбинированного трубодержателя обсадных труб устанавливается внутри посадочного кольца последнего донного подвесного трубодержателя обсадных труб. Он обеспечивает герметичность скважины, удерживает промежуточную и последующие колонны обсадных труб, трубодержатель НКТ, в случае его установки, а также передает внешние нагрузки к трубодержателю первой технологической обсадной колонны. Внутри корпуса располагается упорный посадочный торец для последующих трубодержателей и внутренний профиль для спуско-

подъемного/наставочного инструмента. После завершения фазы бурения подводная устьевая елка крепится и герметизируется с верхним соединением.

Корпуса гибридных трубодержателей обсадных труб должны рассматриваться как оборудование, работающее под давлением, как это определено в ИСО 10423.

11.3.2 Конструкция

11.3.2.1 Нагрузки

При проектировании корпуса высокого давления изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- нагрузки райзера (буровой, эксплуатационный и ремонтный, включая натяжение);
- усталостные нагрузки;
- нагрузки подводной устьевой елки;
- нагрузки давления;
- радиальные нагрузки;
- тепловые нагрузки;
- нагрузки от окружающей среды;
- нагрузки от выкидных трубопроводов;
- нагрузки от подвешенных обсадных колонн;
- реакционные нагрузки корпуса трубодержателя первой технологической обсадной колонны/кондуктора;
- реакционные нагрузки трубодержателя НКТ;
- нагрузки соединителя райзера и устьевой елки.

11.3.2.2 Соединения

11.3.2.2.1 Верхнее соединение

В качестве верхнего соединения необходимо использовать бугельный или шпindelный тип (см. рисунок 14), в зависимости от пожелания заказчика. Уплотнительные прокладки должны изготавливаться из

коррозионно-стойкого материала или покрываться коррозионно-стойким материалом, как указано в 5.3.3.

11.3.2.2.2 Нижнее соединение

Корпус высокого давления крепится к верхней части промежуточной обсадной колонны для обеспечения базового основания подводной скважины. В случае применения сварного нижнего соединения необходимо подготовить с полным проплавлением. В случае применения резьбового соединения, тип резьбы обсадной трубы на корпусе должен соответствовать ИСО 10423.

11.3.2.2.3 Короткий патрубок

Возможно применение короткого патрубка, привариваемого в заводских условиях к корпусу устьевого оборудования, для упрощения установки на месте либо устанавливаемого на резьбе в корпусе.

11.3.3 Размеры

К размерам предъявляются следующие требования:

- а) минимальный вертикальный проходной канал корпуса должен быть не менее проходного диаметра промежуточной обсадной колонны. Изготовитель должен документировать размер проходного канала;
- б) расчет предельного давления устьевого оборудования (см. рисунок 14) должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя;
- с) изготовитель должен документировать минимальное сечение циркуляционных проходов корпуса устьевого оборудования.

11.3.4 Номинальное рабочее давление

RWP корпуса комбинированного трубодержателя обсадных труб (см. 3.1.63) должно основываться на RWP обсадного райзера, используемого для бурения и спуска в скважину оставшихся колонн обсадных труб и НКТ. При выборе номинального рабочего давления следует учитывать максимальное ожидаемое рабочее давление SCSSV; см. 5.1.2.1.1.

11.3.5 Приемо-сдаточные заводские испытания

Корпуса комбинированного трубодержателя обсадных труб должны проходить гидростатическое испытание до их отгрузки с места изготовления. Они должны испытываться в соответствии с требованиями настоящей части стандарта, кроме того испытания (включая УТТ 2) должны иметь второй период выдержки не менее 15 мин. Гидростатическое испытание проводится для подтверждения герметичности при предельном давлении корпуса.

Общее гидростатическое давление испытания корпуса должно определяться как меньшее из значений номинального рабочего давления корпуса трубодержателя, либо номинального давления колонны обсадного райзера высокого давления, либо номинального значения давления внутреннего донного трубодержателя обсадных труб со стволовым проходом, присоединяемого к эксплуатационной обсадной колонне, как это определяется в приложении Е. Типовые номинальные значения давления для корпуса гибридного трубодержателя обсадных труб представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Донная компоновка переходной трубной головки – Давление испытания

Номинальное рабочее давление		Гидростатическое давление испытания корпуса	
МПа	фунт/дюйм ²	МПа	фунт/дюйм ²
34,5	5 000	51,8	7 500
51,8	7 500	77,57	11 250
69,0	10 000	103,5	15 000

Гидростатические приемочные заводские испытания корпуса гибридного трубодержателя обсадных труб являются обязательными и должны проводиться в соответствии с 5.4.5. Контроль размеров или контроль

оправкой должен проводиться на корпусе для подтверждения минимального проходного канала (см. таблицу 33).

11.4 Внутренние донные трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом

11.4.1 Общие положения

Внутренние донные трубодержатели обсадных труб со стволовым проходом устанавливаются сверху каждой обсадной колонны, и удерживает колонну при установке в корпус комбинированного трубодержателя обсадных труб. Их конфигурация позволяет спуск через поверхностный блок ВОР и буровой райзер высокого давления, установку в корпус гибридного трубодержателя обсадных труб и удержание требуемой нагрузки обсадной колонны. Они должны держать в своем составе кольцевой уплотнительный узел, а также выполнять удержание нагрузок, создаваемых испытательными давлениями ВОР выше трубодержателя, и нагрузок от последующих обсадных колонн. Необходимо предусмотреть средства для распределения нагрузки обсадной колонны, а также нагрузки испытательного давления на корпус комбинированного трубодержателя обсадных труб или предыдущий трубодержатель обсадных труб.

Сечение наружного циркуляционного прохода должно позволять обратному потоку проходить через трубодержатель в процессе операций цементирования, а также рассчитываться на минимизацию падения давления путем пропуска частиц как можно большего размера. Короткий патрубок обсадной трубы необходимо устанавливать на трубодержатель в заводских условиях. Это уменьшает риск повреждения в процессе погрузочно-разгрузочных работ.

Корпуса внутренних донных трубодержателей обсадных труб со стволовым проходом должны рассматриваться, как оборудование, регулирующее давление, как это определено в ИСО 10423.

11.4.2 Конструкция

11.4.2.1 Нагрузки

При проектировании внутренних донных трубодержателей обсадных труб со стволовым проходом изготовитель должен учитывать и документировать, как минимум, следующие нагрузки:

- возникающие при подвешивании;
- вследствие дополнительного натяжения;
- вследствие давления, как внутреннего, так и внешнего;
- тепловые;
- крутящие;
- радиальные;
- ударные.

11.4.2.2 Резьбовые соединения

Тип резьбы обсадных труб на трубодержателе должен соответствовать требованиям, указанным в ИСО 10423.

11.4.2.3 Вертикальный проходной канал

11.4.2.3.1 Гладкопроходной вертикальный проходной канал

Вертикальные проходные каналы для трубодержателей обсадных труб должны быть не менее значений, указанных в таблице 36. Оборудование, соответствующее этому требованию, относится к оборудованию, имеющему гладкопроходные каналы.

11.4.2.3.2 Вертикальный канал с уменьшенным проходом

Возможна поставка вертикальных каналов с уменьшенным проходом.

Таблица 36 – Минимальные размеры вертикальных проходных каналов для трубодержателей обсадных труб и противоизносных втулок

OD обсадных труб		Минимальный вертикальный проходной канал	
мм	дюйм	мм	дюйм

178	7	153	6,03
194	7 5/8	172	6,78
219	8 5/8	195	7,66
244	9 5/8	217	8,53
273	10 3/4	242	9,53

11.4.2.4 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

11.4.2.5 Номинальные характеристики трубодержателей обсадных труб

Номинальные характеристики нагрузок и давления для трубодержателей обсадных труб, устанавливаемых в устьевом оборудовании, зависят от группы прочности материала труб и сечения стенки, также как устьевого оборудования, в которое они устанавливаются. Изготовитель должен определять и документировать номинальные значения нагрузки/давления, как определено ниже:

а) допустимая нагрузка при подвешивании:

Указанная изготовителем допустимая нагрузка при подвешивании для трубодержателя обсадных труб, включая резьбу обсадной трубы (обычно муфтовая резьба), нарезанную в корпусе трубодержателя;

б) номинальное значение давления:

Указанное изготовителем номинальное значение давления для трубодержателя обсадных труб, включая корпус трубодержателя и обсадную резьбу (обычно муфтовая резьба), нарезанную в нижней части трубодержателя.

Заказчик несет ответственность за определение рабочего давления для заданного веса и группы прочности обсадных труб;

с) давление испытания ВОР:

Номинальным значением давления испытания ВОР для трубодержателя обсадных труб является максимальное давление, которое может быть приложено к верхней части корпуса трубодержателя и кольцевому уплотнительному узлу. Это номинальное значение, в частности, не включает номинальное давление соединения обсадной трубы на нижнем конце трубодержателя обсадных труб. Номинальное значение давления испытания ВОР для трубодержателя обсадных труб должно быть равно номинальному рабочему давлению корпуса устьевого оборудования, в который устанавливается трубодержатель;

д) допустимая нагрузка удержания:

Указанная изготовителем допустимая нагрузка удержания является номинальным весом, который трубодержатель (трубодержатели) способен передать корпусу устьевого оборудования или предшествующему трубодержателю (трубодержателям) обсадных труб. Необходимо учитывать влияние полного номинального внутреннего рабочего давления.

11.4.2.6 Сечение циркуляционного прохода

Размер сечения наружных циркуляционных проходов трубодержателя обсадных труб должны документироваться изготовителем для каждого размера компоновки трубодержателя обсадных труб.

11.4.3 Испытания

11.4.3.1 Валидационные испытания

Валидационные испытания донных трубодержателей обсадных труб со стволовым проходом должны соответствовать требованиям, указанным в 5.1.7. Валидационные испытания внутреннего давления должны выполняться для подтверждения целостности конструкции трубодержателя и быть независимыми от испытаний прочности корпуса и резьбы.

11.4.3.2 Приемочные заводские испытания

Включение гидростатических испытаний в приемочные заводские испытания для донных трубодержателей обсадных труб со стволовым проходом не требуется. Контроль размеров или контроль оправкой должен выполняться на трубодержателе для подтверждения минимального вертикального проходного канала (см. таблицу 36).

11.5 Кольцевые уплотнительные узлы

11.5.1 Общие положения

Кольцевые уплотнительные узлы обеспечивают изоляцию давления между трубодержателями обсадных труб и корпусом устьевого оборудования. Возможен их спуск как вместе с подводным трубодержателем обсадных труб, так и отдельно. Кольцевые уплотнительные узлы активизируются различными методами, включая кручение, нагружение и/или гидравлическое давление.

Донные кольцевые уплотнительные узлы со стволовым проходом должны рассматриваться, как оборудование, регулирующее давление, как это определено в ИСО 10423.

11.5.2 Конструкция

11.5.2.1 Нагрузки

При проектировании кольцевых уплотнительных узлов изготовитель должен учитывать и документировать следующие нагрузки:

- нагрузки при установке;
- тепловые нагрузки;
- нагрузки от давления;
- нагрузки при отсоединении и/или извлечении.

11.5.2.2 Номинальное рабочее давление

Кольцевой уплотнительный узел должен удерживать давление сверху, равное номинальному рабочему давлению трубодержателя обсадных труб; [см. перечисление б) 11.4.2.5].

Изготовитель должен указать номинальное рабочее давление снизу, в случае его отличия от номинального рабочего давления сверху.

11.5.2.3 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

11.5.2.4 Запирание

Кольцевой уплотнительный узел должен запираться в трубодержателе обсадных труб и/или устьевом оборудовании с использованием запорного механизма, позволяющего производить извлечение без повреждения уплотнительных поверхностей в случае отказа уплотнения.

11.5.2.5 Аварийные кольцевые уплотнительные узлы

Возможна поставка аварийных кольцевых уплотнительных узлов, располагающихся уплотнением на другом участке или использующих другой уплотнительный механизм. Они должны удовлетворять требованиям, представленным в 11.5.2.

11.5.3 Приемо-сдаточные заводские испытания

Приемо-сдаточные заводские испытания не требуются.

11.6 Протекторы проходного канала и противоизносные втулки

11.6.1 Общие положения

Протектор проходного канала защищает кольцевой уплотнительный узел внутри корпуса комбинированного трубодержателя обсадных труб перед установкой внутренних донных трубодержателей обсадных труб со стволовым проходом. После спуска трубодержателя обсадных труб устанавливается противоизносная втулка соответствующего размера для защиты оставшихся уплотнительных поверхностей кольцевого уплотнения и установленных ранее кольцевых уплотнительных узлов и трубодержателей обсадных труб. Как правило, они не являются устройствами, работающими под давлением. Тем не менее, противоизносные втулки могут предназначаться для нагружения блока ВОР при испытании под давлением.

11.6.2 Конструкция**11.6.2.1 Нагрузки**

При проектировании протекторов проходного канала или противоизносных втулок изготовитель должен учитывать и документировать следующие нагрузки:

- нагружение при испытании ВОР под давлением;
- радиальные нагрузки.

Требование соответствия протекторов проходного канала или противоизносных втулок требованиям раздела 5 не устанавливается.

11.6.2.2 Вертикальные проходные каналы**11.6.2.2.1 Проходной канал открытого типа**

Вертикальные проходные каналы для протектора проходного канала должны быть не менее значений, указанных в таблице 37. Минимальные вертикальные проходные каналы через противоизносные втулки должны соответствовать таблице 36. Протекторы проходных каналов или противоизносные втулки, соответствующие этим требованиям, должны относиться к оборудованию, имеющему каналы открытого типа.

11.6.2.2.2 Вертикальный канал с уменьшенным проходом

Возможна поставка вертикальных каналов с уменьшенным проходом.

Таблица 37 – Минимальные вертикальные проходные каналы для протекторов проходного канала

Номинальный размер блока ВОР		Минимальный вертикальный проходной канал	
мм	дюйм	мм	дюйм
346	13 5/8	312	12,31

11.6.2.3 Наружный профиль

Наружный профиль должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

11.6.2.4 Номинальное рабочее давление

Протекторы проходных каналов или противоизносные втулки, как правило, не предназначены для работы под давлением.

11.6.2.5 Запирание/предотвращение вращения

Необходимо обеспечить возможности для ограничения или запирания противоизносных втулок или протекторов проходного канала в корпусе. Данное приспособление может быть также предназначено для минимизации вращения.

11.6.3 Материалы

Материалы, используемые в протекторах проходных каналов или противоизносных втулках, должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

11.6.4 Испытание

Необходимо проводить контроль размеров протекторов проходных каналов или противоизносных втулок для подтверждения минимального вертикального проходного канала.

11.7 Система трубодержателя НКТ – Донное оборудование со стволовым проходом для подводного заканчивания скважины

Конструкции, материалы и испытания системы трубодержателя НКТ должны соответствовать разделу 9.

11.8 Консервационные колпаки

11.8.1 Описание

Консервационные колпаки, как правило, не поставляются для донного оборудования со стволовым проходом, вследствие полного заканчивания скважины после бурения.

11.9 Инструменты для спуска, извлечения и испытания

Инструменты для спуска, извлечения и испытания компонентов донного устьевого оборудования со стволовым проходом, включая направляющее оборудование, корпуса, подвесное оборудование обсадных колонн, кольцевое уплотняющее оборудование и защитные устройства, не входят в область применения настоящей части стандарта.

Рекомендуемые руководства по проектированию и испытаниям этого оборудования см. в приложении Н.

В спуско-подъемных инструментах могут быть предусмотрены промывочные отверстия для обеспечения очистки от цемента вокруг ранее спущенного трубодержателя/корпуса.

Приложение А

(справочное)

Подводная устьевая елка вертикального типа

Подводные устьевые елки вертикального типа устанавливаются на устьевом оборудовании либо на трубной головке после установки подводного трубодержателя через блок ВОР, посадки и закрепления на устьевом скважинном оборудовании или трубной головке. Движение добываемого флюида проходит через клапаны, установленные на вертикальном стволе (стволах), в верхней части елки во время проведения ремонтных работ в скважине и испытания скважины [при выполнении специальных операций добыча (нагнетание) может проводиться через верхнюю часть елки], а также во время добычи (нагнетания) через эксплуатационный отвод вертикального ствола.

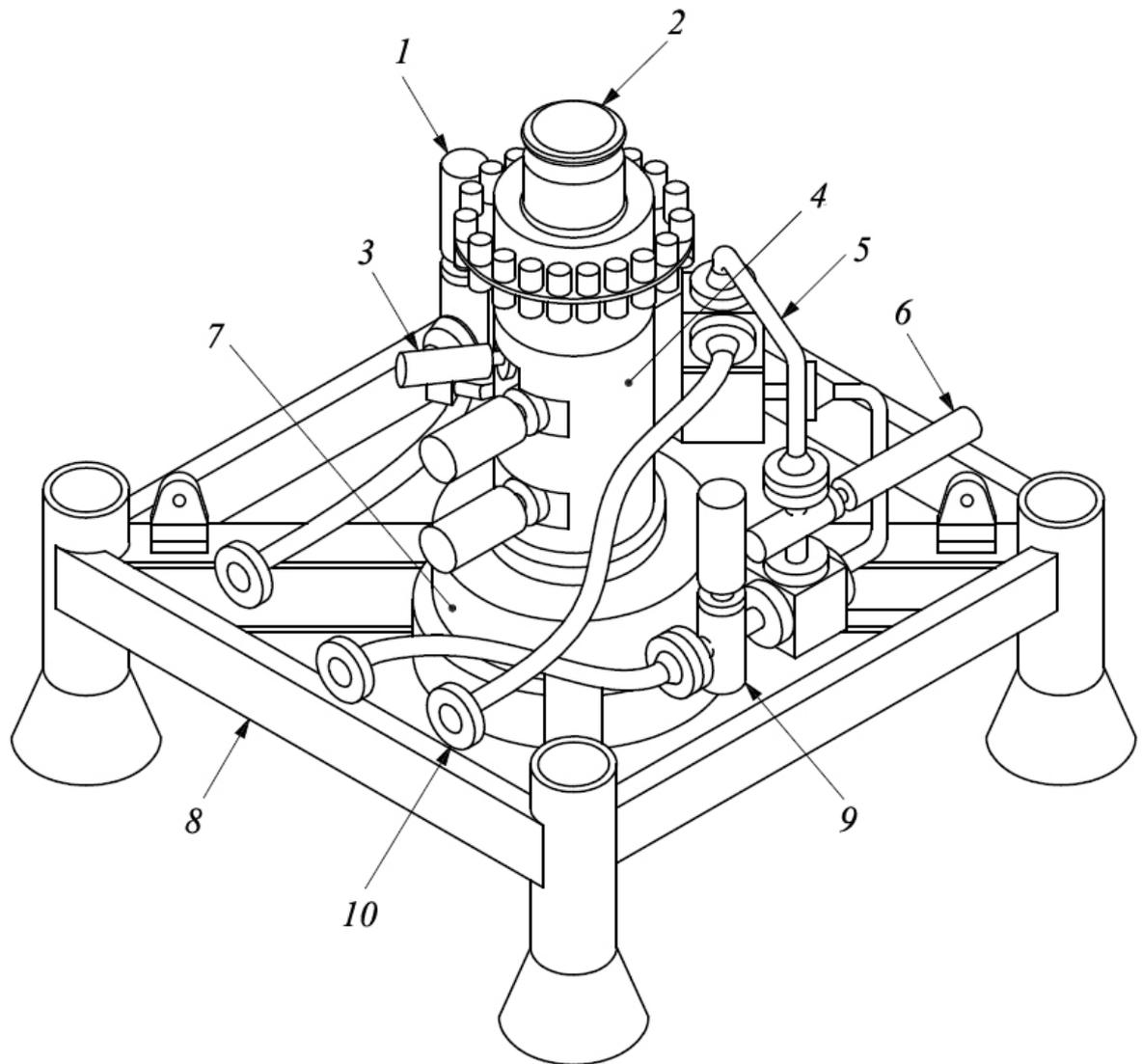
Подводных устьевые елки, как правило, имеют либо концентрическое проходное отверстие, либо несколько проходных отверстий. Возможность доступа к кольцевому пространству осуществляется через одно из проходных отверстий устьевой елки, или через боковой отвод трубной головки, расположенной ниже трубодержателя.

Допускается расположение эксплуатационного отвода под углом 90° к эксплуатационному стволу, либо под углом наиболее благоприятным для обеспечения потока. В устьевых елках системы TFL отводы располагаются под углом максимум 15° к эксплуатационному стволу для обеспечения прохождения закачиваемых инструментов.

На рисунках А.1 –А.3 показаны основные элементы оборудования вертикальных устьевых елок. Представленные компоновки являются типовыми и не должны рассматриваться как обязательные требования.

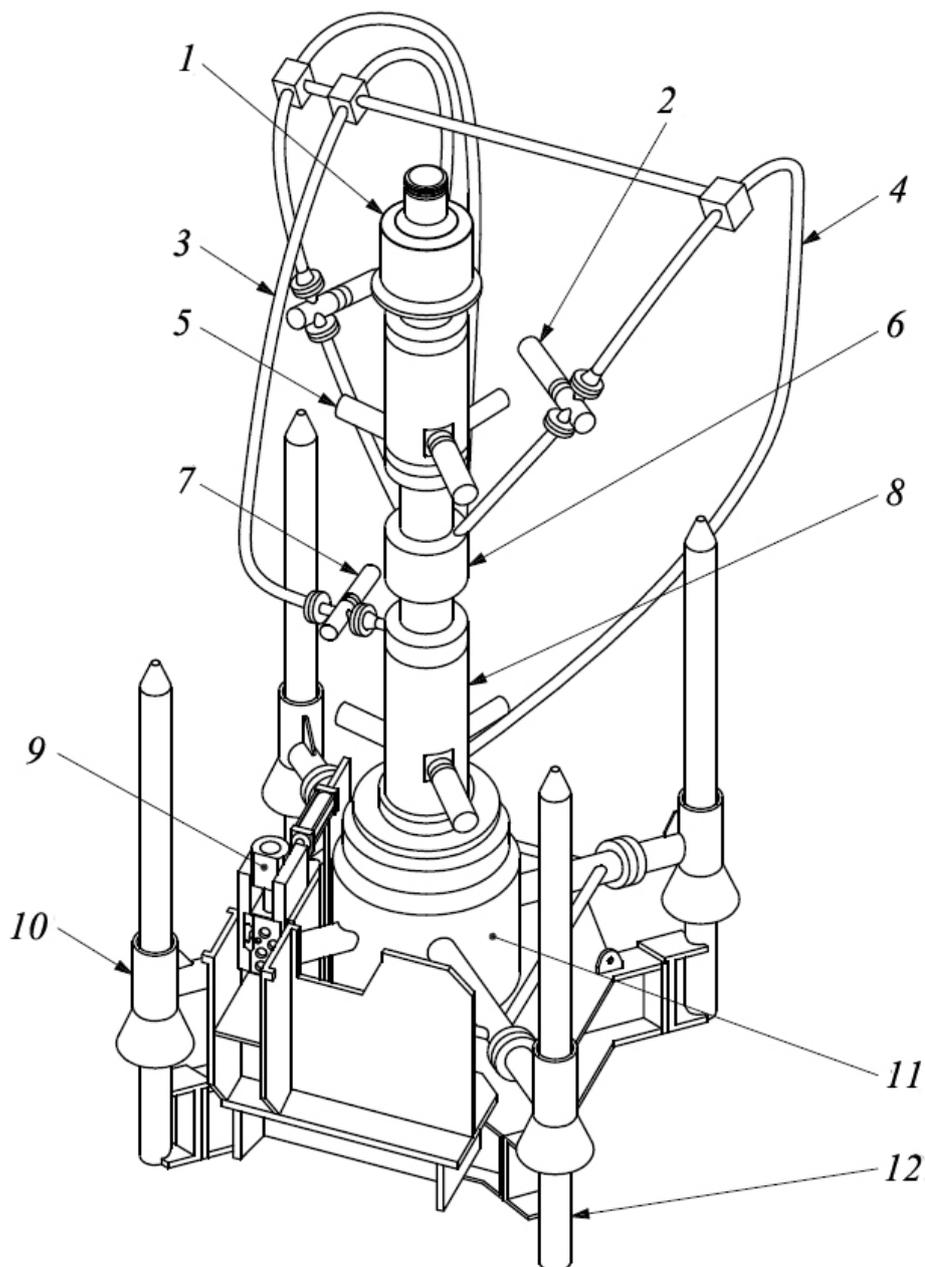
Основными элементами оборудования подводных устьевых елок являются:

- направляющие основания заканчивания скважины и трубная головка;
- соединитель устьевого оборудования елки;
- стыковочные устройства устьевой елки и уплотнительные переводники;
- клапаны, клапанные блоки и приводы клапанов;
- Y-образная катушка системы TFL;
- сопряжения повторного ввода для устьевой елки;
- колпак устьевой елки;
- инструмент для спуско-подъема колпака устьевой елки;
- трубопроводная обвязка устьевой елки;
- направляющая рама устьевой елки;
- инструмент для спуско-подъема устьевой елки;
- соединители выкидного трубопровода;
- опорная рама соединителя выкидной линии;
- подводные дроссели и приводы;
- сопряжения системы управления, смонтированные на устьевой елке;
- сопряжения подводного манифольда системы управления.



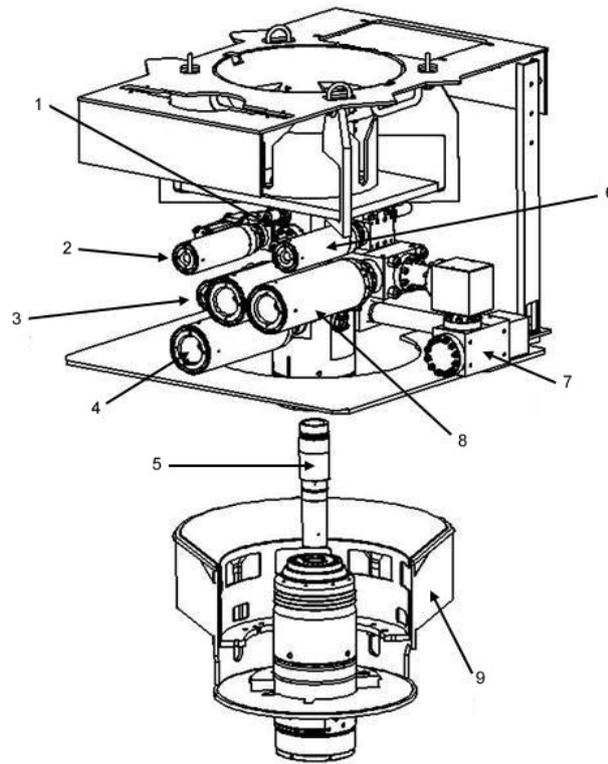
1 – эксплуатационный боковой клапан; 2 – колпак устьевой елки;
3 – эксплуатационный проходной клапан; 4 – коренной клапанный блок;
5 – трубная петля; 6 – трехходовой клапан; 7 – соединитель устьевой елки;
8 – направляющая рама устьевой елки; 9 – боковой клапан канала кольцевого
пространства; 10 – соединение выкидного трубопровода

Рисунок А.1 – Вертикальная устьевая елка с направляющими канатами



1 – колпак устьевой елки; 2 – боковой клапан; 3 – трубная петля канала кольцевого пространства; 4 – трубная петля системы TFL; 5 – проходные клапаны; 6 – Y-образная катушка и отводное устройство; 7 – боковой клапан канала кольцевого пространства; 8 – коренной клапанный блок; 9 – соединитель выкидной линии; 10 – направляющая рама устьевой елки; 11 – соединитель устьевой елки; 12 – направляющая рама устьевого оборудования

Рисунок А.2 – Устьевая елка системы TFL с направляющими канатами



(Техническая поправка 1 к ИСО 13628-4:2010 от 15.06.2011)

1 – проходные клапаны; 2 – боковой клапан канала кольцевого пространства; 3 – коренной клапан канала кольцевого пространства; 4 – коренной клапан; 5 – трубодержатель НКТ; 6 – трехходовой клапан; 7 – эксплуатационный отвод; 8 – боковой клапан; 9 – GRA, CGB или трубная головка

Рисунок А.3 – Вертикальная устьевая елка без направляющих канатов

Приложение В

(справочное)

Подводные устьевые елки горизонтального типа

Для подводной устьевой елки горизонтального типа предусмотрено несколько вариантов конструкций. Каждый из них предлагает различные преимущества по установке, извлечению и техническому обслуживанию. Данная информация представлена исключительно в справочных целях. Данная часть стандарта не ставит перед собой цели представления оценки или рекомендации по выбору.

Установка горизонтальных устьевых елок допустима по завершении бурения и монтажа комплексной системы устьевого оборудования перед монтажом оборудования заканчивания скважины с НКТ и трубодержателя НКТ. В данном режиме работы блок превенторов устанавливается в верхней части горизонтальной подводной устьевой елки. Трубодержатель НКТ и оборудование заканчивания скважины с НКТ спускается через ВОР и устанавливается на посадочную кромку в проходном канале горизонтальной устьевой елки. Поток добываемого флюида выходит горизонтально через боковой отвод трубодержателя НКТ между уплотнениями и подключается к соосному эксплуатационному отводу. Типовая устьевая елка такого типа показана на рисунке В.1. Компоновка, показанная на рисунке В.1 требует извлечения оборудования заканчивания скважины с НКТ перед извлечением устьевой елки. В состав компоновки входят также внутренний колпак устьевой елки, установленный выше трубодержателя НКТ, обеспечивающий дублирующий барьер.

Альтернативная компоновка, в которой трубодержатель НКТ и внутренний колпак устьевой елки объединяются в единую расширенную систему трубодержателя НКТ, подвешивается в горизонтальной устьевой

елке. Подобная компоновка удваивает количество изоляционных пробок и кольцевых уплотнений для барьерной защиты, и выполняет функцию шламового колпака, работающего как дублирующий уплотнительный механизм для трубодержателя НКТ.

Горизонтальная устьевая елка без направляющих канатов, как правило, представляющая собой компоновку с раструбом вниз, показана на рисунке В.2. Расширенная горловина в верхней части устьевой елки необходима для обеспечения пространства для раструба повторного ввода ВОР и «приема» его соединителя.

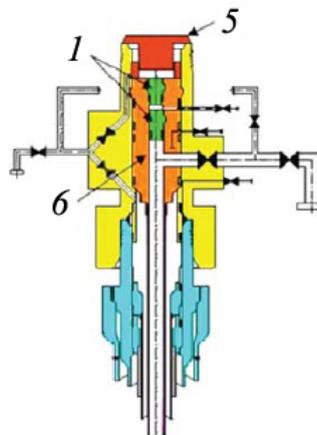
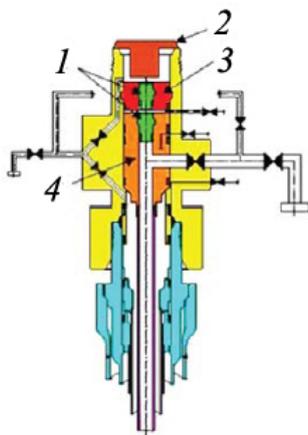
Третья конфигурация, как правило, относящаяся к горизонтальной устьевой елке со стволовым проходом, обеспечивает возможность установки горизонтальной устьевой елки непосредственно после установки корпуса подводного устьевого оборудования. Подобная система позволяет выполнять бурение и спуск обсадных колонн через горизонтальную устьевую елку, минимизируя число операций по монтажу и демонтажу блока ВОР. В данной конфигурации необходимо предусматривать подходящий диаметр протектора проходного канала устьевой елки и ориентирующей системы трубодержателя НКТ, позволяющий проходить трубодержателю обсадных труб и уплотнительному узлу.

Допускается использование горизонтальных устьевых елок с оборудованием донной подвески, оборудованием донной подвески со стволовым проходом, а также оборудованием заканчивания скважины для механизированной эксплуатации, таким как электрические или гидравлические погружные насосы.

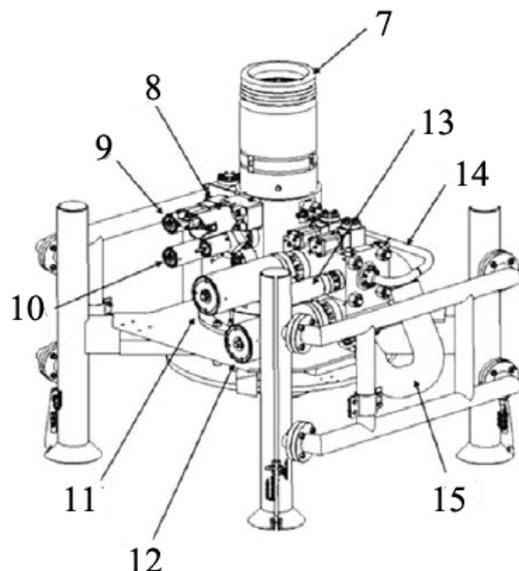
В составе горизонтальных устьевых елок используют большое количество элементов, аналогичных элементам вертикальных устьевых елок:

- корпус устьевой елки;
- трубодержатель НКТ;
- изолирующие пробки (несъемные);

– колпак устьевой елки.

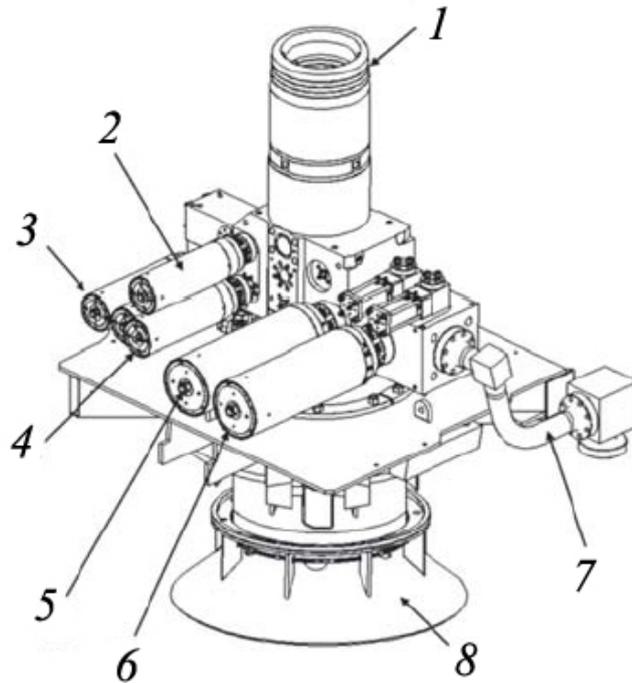


Названия отдельных компонентов включены в таблицу обозначений. Два необозначенных элемента представляют трубодержатель обсадных труб (голубой) и елка (желтый).



1 – коронные пробки; 2 – шламовый колпак; 3 – внутренний колпак устьевой елки; 4 – трубодержатель НКТ; 5 – запирающий шламовый колпак; 6 – удлиненный трубодержатель НКТ; 7 – сопряжение повторного ввода; 8 – проходной клапан канала кольцевого пространства; 9 – боковой клапан канала кольцевого пространства; 10 – коренной клапан канала кольцевого пространства; 11 – коренной клапан; 12 – боковой клапан; 13 – трехходовой клапан; 14 – трубная петля трехходового клапана; 15 – эксплуатационный отвод

Рисунок В.1 – Горизонтальная устьевая елка с направляющими канатами



1 – сопряжения повторного ввода; 2 – проходной клапан канала кольцевого пространства; 3 – боковой клапан канала кольцевого пространства; 4 – коренной клапан канала кольцевого пространства; 5 – коренной клапан; 6 – боковой клапан; 7 – эксплуатационный отвод; 8 – раструб повторного ввода без направляющих канатов (раструбом вниз)

Рисунок В.2 – Горизонтальная устьевая елка без направляющих канатов

Приложение С

(справочное)

Подводное устьевое оборудование

Подводное устьевое оборудование, как правило, устанавливается с плавучей буровой установки и располагается на уровне дна моря. Оно удерживает обсадные колонны и герметизирует кольцевые пространства между ними. Подводное устьевое оборудование используется совместно с блоком ВОР, закрепляемом и изолируемом на корпусе устьевого оборудования высокого давления. Подводная устьевая елка закрепляется и изолируется на корпусе устьевого оборудования высокого давления после завершения буровых операций. На рисунке С.1 представлены элементы подводного устьевого оборудования.

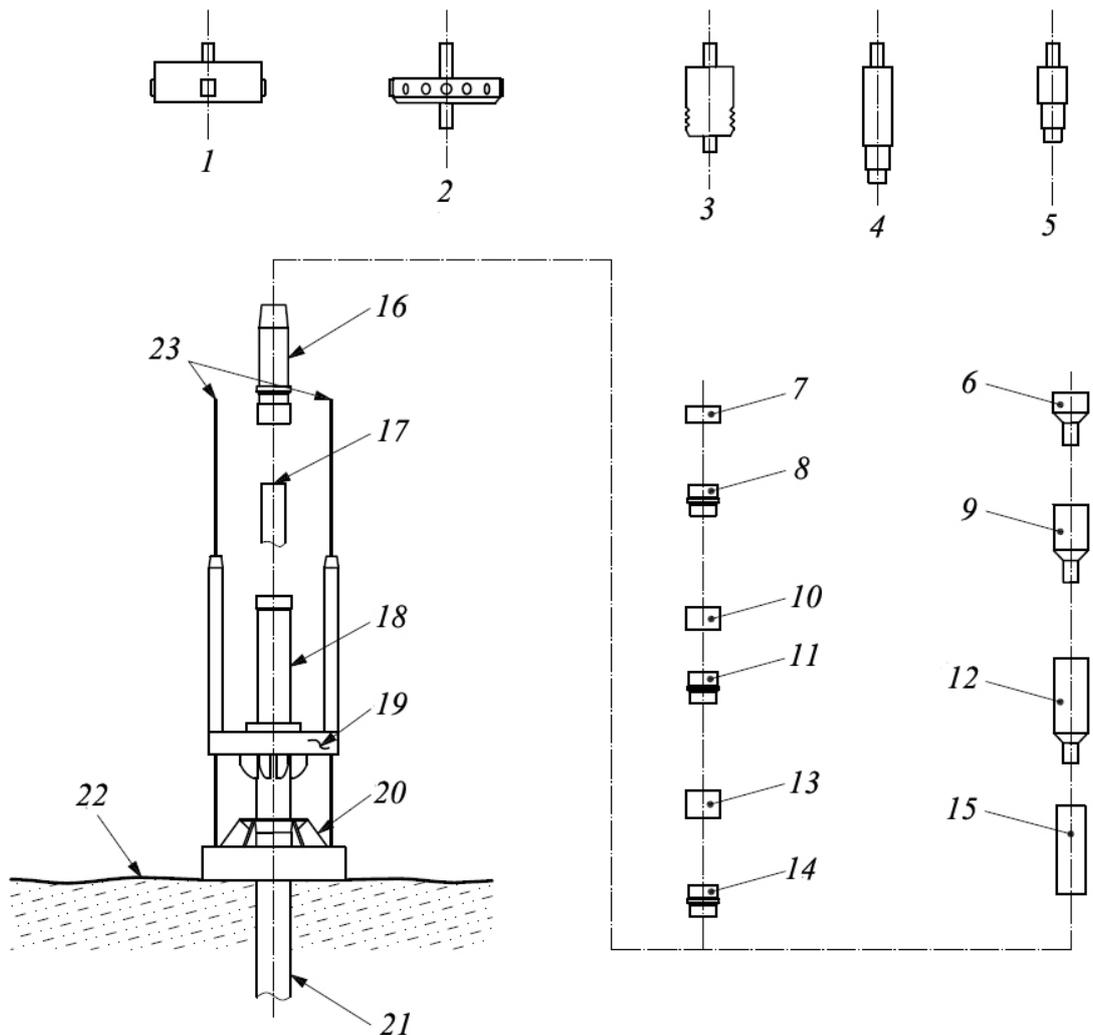
Установка системы подводного устьевого оборудования допустима с помощью TGB/PGB (с направляющими канатами), TGB/GRA (без направляющих канатов) или без них (без направляющих канатов), а также, при необходимости, возможно включение альтернативных средств ориентирования.

Разрешается использование подводного устьевого оборудования для подводного заканчивания скважин, а также для надставки до верха для поверхностного заканчивания скважины.

Основными элементами подводного устьевого оборудования являются:

- TGB;
- PGB или GRA;
- корпус головки кондуктора;
- корпус устьевого оборудования;
- трубодержатели обсадных труб;

- уплотнительные узлы (уплотнители, аварийные уплотнители, запорные втулки);
- протекторы проходных каналов и противоизносные втулки;
- антикоррозионные колпаки;
- спуско-подъемный инструмент.



- 1 – инструмент для спуска временного направляющего основания;
 2 – инструмент для спуска корпуса 762 мм (30 дюймов); 3 – инструмент для спуска корпуса высокого давления; 4 – инструмент для спуска трубодержателя обсадных труб (бурильные трубы или полнопроходной);
 5 – испытательный инструмент; 6 – противоизносная втулка 178 мм (7 дюймов); 7 – уплотнительный узел канала кольцевого пространства 254 мм × 178 мм (9-5/8 дюйма × 7 дюймов); 8 – трубодержатель обсадных труб 178 мм (7 дюймов); 9 – противоизносная втулка 254 мм (9-5/8 дюйма);
 10 – уплотнительный узел канала кольцевого пространства 340 мм × 254 мм (13-3/8 дюйма × 9-5/8 дюйма); 11 – трубодержатель обсадных труб

254 мм(9-5/8 дюйма); 12 – противоизносная втулка 340 мм (13-3/8);
13 – уплотнительный узел канала кольцевого пространства 508 мм × 340 мм
(20 дюймов × 13-3/8 дюйма); 14 – трубодержатель обсадных труб 340 мм
(13-3/8); 15 – протектор проходного канала корпуса; 16 – корпус устьевого
оборудования высокого давления; 17 – первая технологическая колонна
[обычно 508 мм (20 дюймов)]; 18 – корпус кондуктора низкого давления
[обычно 762 мм (30 дюймов)]; 19 – стационарное направляющее основание;
20 – временное направляющее основание; 21 – кондуктор 762 мм
(30 дюймов); 22 – морское дно; 23 – направляющие канаты;

Рисунок С.1 – Подводное устьевое оборудование

Приложение D

(справочное)

Подводный трубодержатель НКТ

Подводные трубодержатели НКТ располагаются в устьевом оборудовании, трубной головке (переходная устьевая компоновка) или горизонтальной устьевой елке.

Трубодержатели удерживают НКТ, изолируют добываемый флюид и обеспечивают уплотнительные узлы, как минимум, для эксплуатационных и управляющих стыковочных устройств. Горизонтальные устьевые елки должны содержать уплотнения канала кольцевого пространства для горизонтальных боковых отводов.

Для трубодержателей НКТ с несколькими проходными стволами необходимо проводить ориентацию относительно RGB, с целью обеспечения закрепления устьевой елки с трубодержателем НКТ при монтаже. Как правило, ориентирование трубодержателей НКТ производится по боковым эксплуатационным отводам, с целью обеспечения плавного перехода потока между трубодержателем НКТ и горизонтальной устьевой елкой. Для концентрических трубодержателей ориентация не является обязательной, за исключением случаев, необходимых для скважинных датчиков.

После установки трубодержатель НКТ запирается в сопрягаемом устьевом оборудовании, трубной головке и т.д. для обеспечения сопротивления нагрузке от давления в эксплуатационной обсадной колонне и тепловому расширению. В запирающем механизме допустимо использование механического или гидравлического привода, в зависимости от глубины воды и конкретных требований проекта.

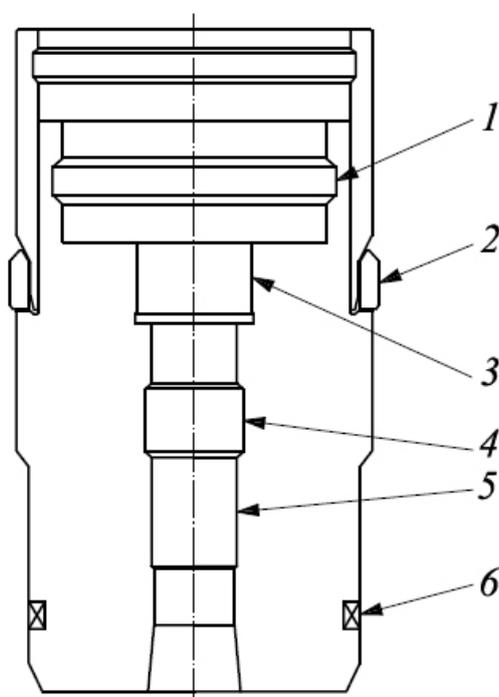
Основными элементами системы трубодержателя НКТ являются:

- трубодержатель НКТ:

- концентрический (см. рисунок D.1),
- с несколькими каналами (см. рисунок D.2),
- горизонтальная устьевая елка (см. рисунок D.3),
- горизонтальная устьевая елка расширенной конфигурации

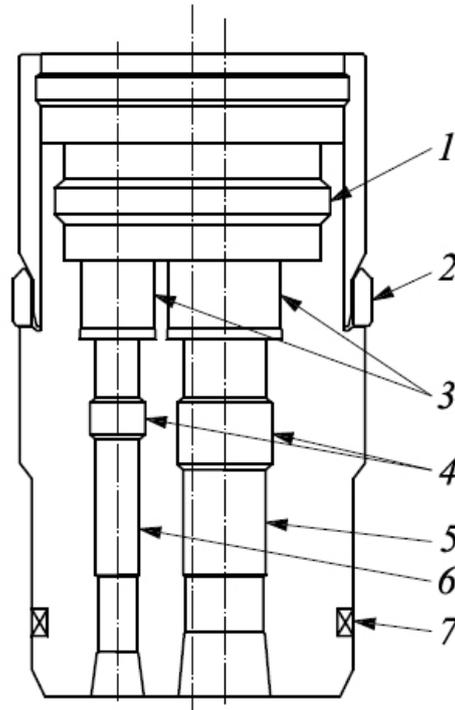
(см. рисунок D.4);

- инструмент для спуска трубодержателя НКТ;
- устройство ориентации;
- вспомогательные инструменты.



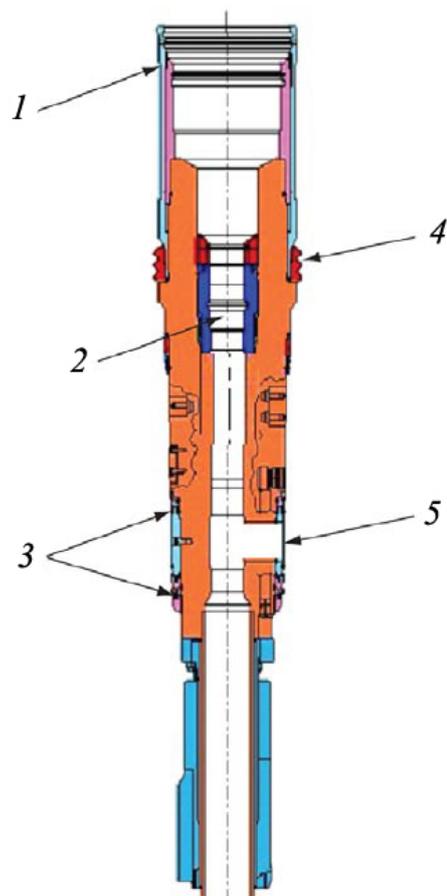
1 – канавка фиксатора инструмента для спуска; 2 – запорный элемент;
3 – изолирующие карманы стыковочных устройств; 4 – профиль канатной
пробки; 5 – эксплуатационный канал; 6 – уплотнение

Рисунок D.1 – Концентрический трубодержатель НКТ



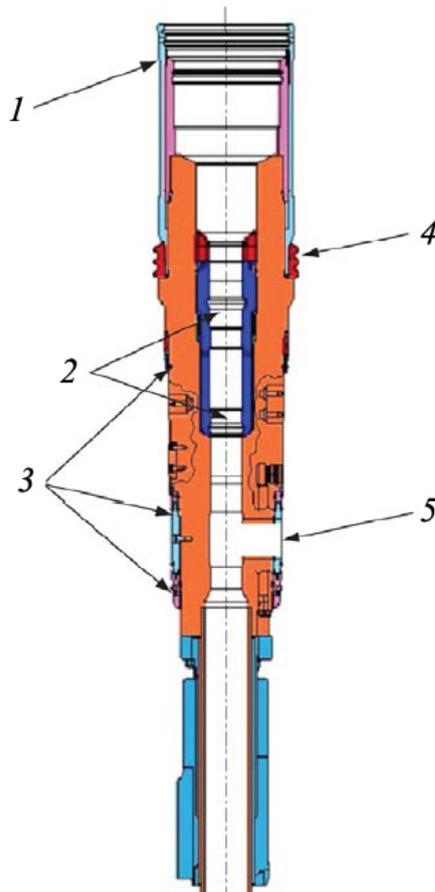
1 – канавка фиксатора инструмента для спуска; 2 – запорный элемент;
3 – изолирующие карманы стыковочных устройств; 4 – профиль канатной
пробки; 5 – эксплуатационный канал; 6 – канал кольцевого пространства;
7 – уплотнение

Рисунок D.2 – Трубодержатель НКТ с несколькими проходными
каналами



1 – канавка фиксатора инструмента для спуска; 2 – профиль канатной пробки или запорное устройство; 3 – уплотнение; 4 – запорный элемент; 5 – эксплуатационный отвод

Рисунок D.3 – Трубодержатель НКТ горизонтальной устьевой елки



1 – канавка фиксатора инструмента для спуска; 2 – профиль канатной пробки или запорное устройство, два; 3 – уплотнение; 4 – запорный элемент; 5 – эксплуатационный отвод

Рисунок D.4 – Трубодержатель НКТ горизонтальной устьевой елки расширенной конфигурации

Приложение Е

(обязательное)

Донные подвесные и переходные системы

Е.1 Общие положения

Донное подвесное оборудование используется для удержания веса обсадной колонны на морском дне или вблизи морского дна с целью обеспечения управления давлением и выполнения соединения между каналом кольцевого пространства и поверхностным устьевым оборудованием. Донное подвесное оборудование используется при бурении с применением буровой установки или платформы, упирающейся на дно, а также для бурения, консервации, заканчивания скважин с платформы и подводного заканчивания скважин. Во время операций бурения/подземного ремонта скважины ВОР размещается на поверхности. В системе донной подвески кольцевые пространства между обсадными колоннами не герметизированы; вследствие чего перед монтажом системы заканчивания с НКТ и подводной устьевой елки необходимо устанавливать переходную систему донной подвески.

Для обеспечения подготовки к размещению трубодержателя НКТ и профиля используются переходники хвостовиков, донное переходное оборудование и трубные головки, обеспечивающие крепление и герметизация подводной устьевой елки.

Основными элементами оборудования, используемого с донным оборудованием, являются:

- посадочное и подъемное кольцо;
- трубодержатели обсадных труб;
- инструменты для спуска трубодержателя обсадных труб и переходники хвостовиков;

- консервационные колпаки;
- донное переходное оборудование;
- донная переходная трубная головка.

На рисунке Е.1 показаны элементы оборудования, используемого в подвесном и переходном оборудовании.

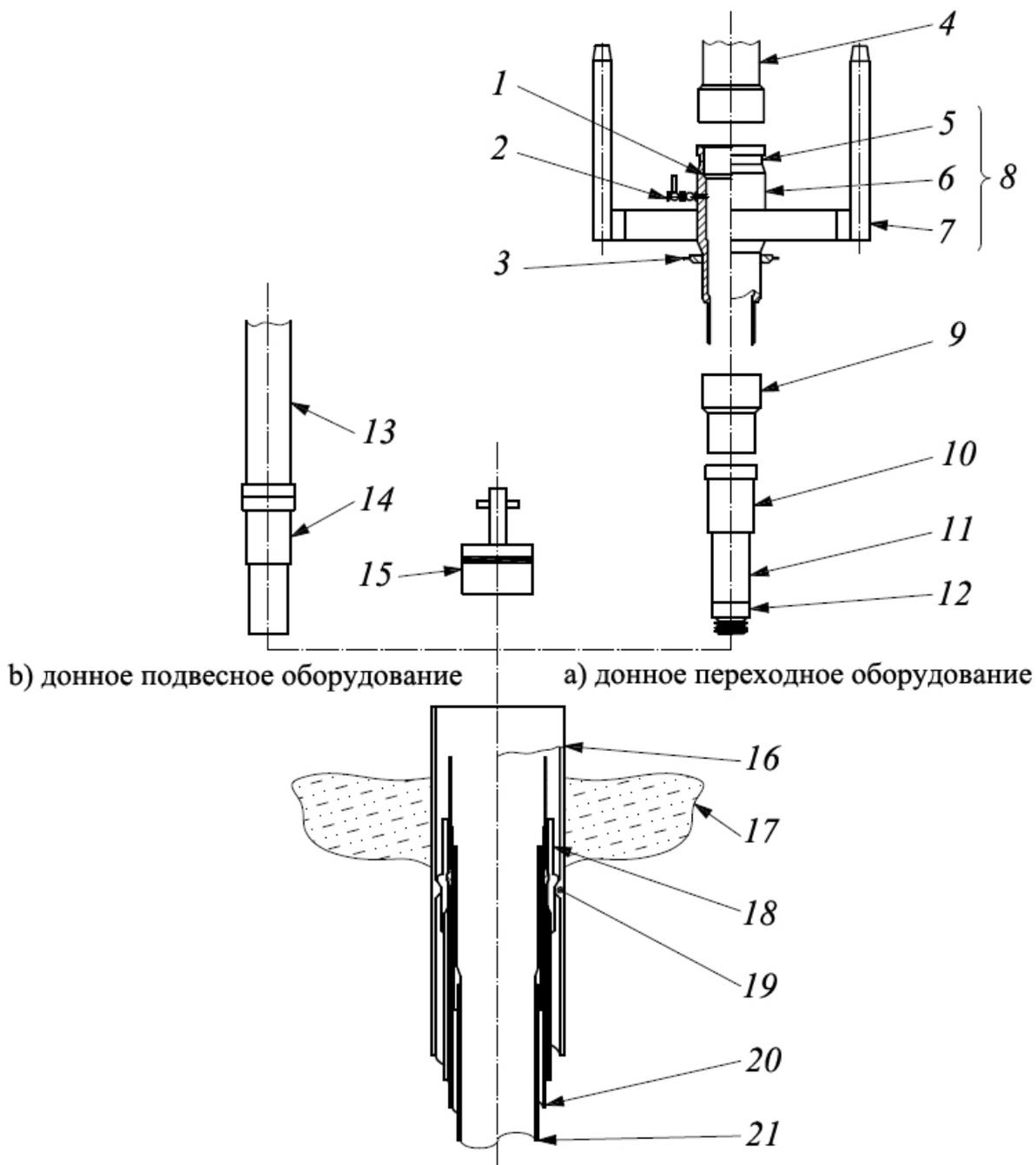
Е.2 Расчет значений номинального давления для донного подвесного оборудования

Е.2.1 Введение

Целью данного приложения является определение методов, соответствующих принятой инженерной практике и используемых для расчетов номинальных значений рабочего давления и давления испытания для донного оборудования. Данные методы и допустимые напряжения не применимы к любому другому типу оборудования вследствие уникальности конструкции донного оборудования представляющего собой комбинацию трубной продукции и удерживающего оборудования. Усталостный анализ, оценка теплового расширения и допустимые значения локальных напряжений смятия не являются объектом данных расчетов номинальных значений рабочего давления.

В качестве альтернативы методу, приведенному в данном приложении, при проектировании можно использовать проектные нормы ASME BPVC, Раздел IX, [13], Приложение 4, измененные в соответствии с ISO 10423. В этом случае изгибающие напряжения при неоднородности сечения стенки допустимо рассматривать как дополнительные напряжения. Однако при использовании этого альтернативного метода расчет номинальных значений рабочего давления должен выполняться в комбинации с нагрузками, приложенными при номинальной грузоподъемности при спуско-подъеме (если применимо) и номинальной удерживающей грузоподъемностью, а также термическими нагрузками. Проектировщик должен добиться сохранения функциональных характеристик компонента, в частности в

местах уплотнений, вследствие деформации наиболее высоких допустимых напряжений.



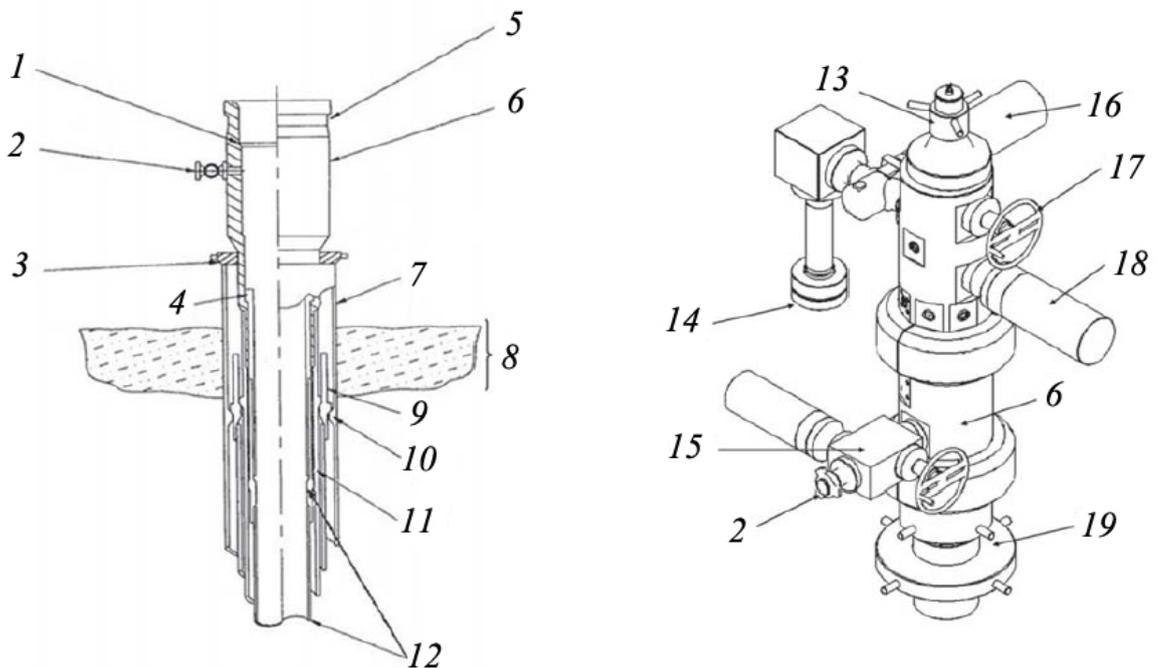
б) донное подвесное оборудование

а) донное переходное оборудование

1 – профиль трубодержателя НКТ; 2 – отвод канала кольцевого пространства; 3 – конструктивное опорное кольцо (факультативное); 4 – райзер для ремонта и заканчивания скважин; 5 – конфигурация соединителя; 6 – переходник устьевого оборудования; 7 – стационарная донная направляющая платформа; 8 – трубные головки; 9 – кольцевой уплотнительный узел; 10 – надставочный переходник; 11 – обсадная колонна; 12 – надставочный инструмент (надставочный переходник); 13 – обсадной райзер (к самоподъемной платформе); 14 – инструменты для

спуска трубодержателя обсадных труб (посадочные переводники) или
надставочный инструмент (надставочный переходник);
15 – консервационный колпак; 16 – кондуктор 762 мм (30 дюймов);
17 – морское дно; 18 – трубодержатель обсадных труб 508 мм (20 дюймов);
19 – посадочное кольцо 762 мм (30 дюймов); 20 – трубодержатель обсадных
труб 340 мм (13-3/8 дюйма); 21 – трубодержатель обсадных труб 245 мм (9-
5/8 дюйма)

Рисунок Е.1 – Донное подвесное (устьевое оборудование) и переходное
оборудование



а) донное переходное оборудование (установленное) б) подводная устьевая елка на донном
переходном оборудовании

1 – профиль трубодержателя НКТ; 2 – отвод канала кольцевого
пространства; 3 – конструктивное опорное кольцо (факультативное);
4 – переходник надставки хвостовика; 5 – профиль соединителя; 6 – трубная
головка; 7 – кондуктор 762 мм (30 дюймов); 8 – морское дно; 9 – донный
трубодержатель обсадных труб 508 мм (20 дюймов); 10 – донное посадочное
кольцо 762 мм (30 дюймов); 11 – донный трубодержатель обсадный труб
340 мм (13-3/8 дюйма); 12 – донный трубодержатель обсадный труб
245 мм (9-5/8 дюйма); 13 – колпак устьевой елки; 14 – эксплуатационный отвод;
15 – клапаны канала кольцевого пространства; 16 – боковой клапан;
17 – проходной клапан; 18 – коренной клапан; 19 – донное переходное
оборудование

Рисунок Е.2 – Донное переходное оборудование

Е.2.2 Определение прикладываемых нагрузок

Для каждого компонента, рассчитываемого для области с наиболее высокими напряжениями, должны рассматриваться наиболее неблагоприятные комбинации внутреннего давления и конечной нагрузки от давления. При выполнении такой оценки, допустимо не учитывать изгибающие и осевые нагрузки, не связанные с давлениями концевых пробок и концевыми резьбовыми соединениями, необходимыми для приложения конечной нагрузки от давления. В частности, не должны учитываться осевые или изгибающие нагрузки, создаваемые соединением компонента с другими элементами оборудования.

При выявлении областей компонента с наиболее высокими напряжениями, особое внимание необходимо уделить рассмотрению нагрузок, действующих через резьбовые соединения обсадных труб, выполненные на рассматриваемом компоненте. Наличие резьбы, нарезанной в стенке компонента и конечной нагрузки от давления, приложенной к основному корпусу компонента через эти резьбы, приводит к местным изгибающим напряжениям, которые должны учитываться. Общая форма основного корпуса компонента также может приводить к изгибающему напряжению в сечении, особенно если добавляется конечная нагрузка от давления. Такое влияние формы также должно быть учтено при определении нагрузок на компонент.

Е.2.3 Определение напряжений

После определения месторасположения наиболее высоких напряжений для каждого отдельного компонента и условий нагружения, распределение напряжений через критические сечения должны быть линеаризованы для определения мембранного напряжения, S_m , локального изгибающего напряжения, S_b , и пикового напряжения, F , в сечении; см. рисунок Е.3 (см. ИСО 13625). Линеаризация должна быть выполнена для каждого компонента

напряжения. Отдельные линеаризованные компоненты должны затем использоваться в расчете эквивалентного напряжения в поперечном сечении по Мизесу. Эквивалентное напряжение по Мизесу или напряжение по энергетической теории деформации S_e , должно рассчитываться по уравнению (Е.1):

$$S_e = [x^2 + S_y^2 + S_z^2 - S_x S_y - S_x S_z - S_y S_z + 3(xy^2 + S_{xz}^2 + S_{yz}^2)]^{\frac{1}{2}}, \quad (\text{Е.1})$$

где S_x, S_y, S_z – нормальные напряжения компонента в точке;

S_{xy}, S_{xz}, S_{yz} – касательные напряжения компонента в точке;

индексы x, y и z относятся к общей системе координат.

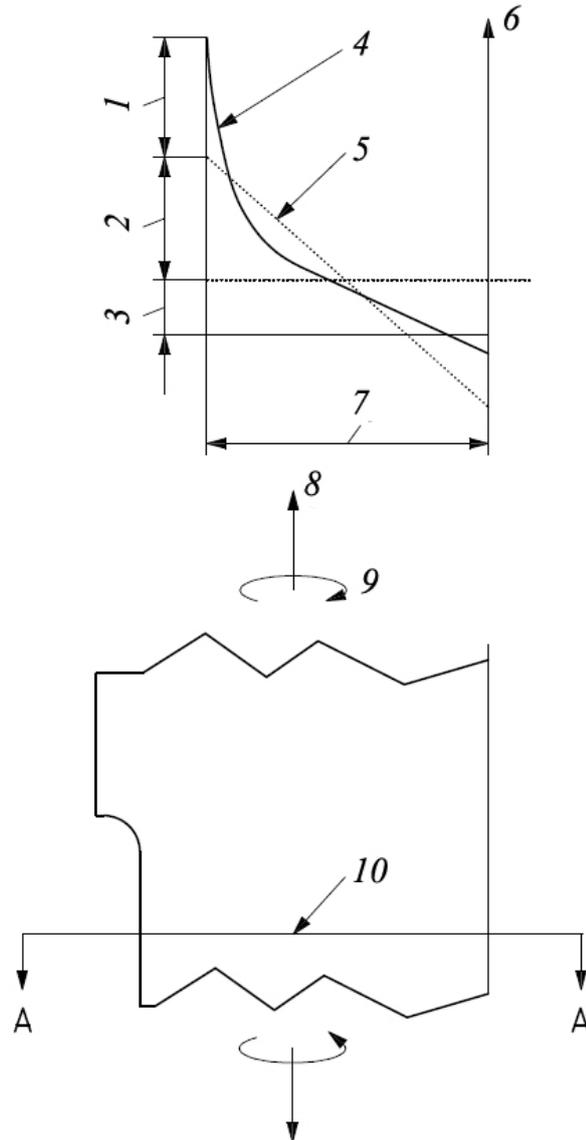
Выполнение линеаризации возможно путем расчетов вручную, но, как правило, это выполняется с использованием компьютерной программы. В случае использования компьютерной программы или программы постобработки FEA, необходима проверка правильности линеаризации напряжений данной программой. Как правило, необходимо выполнение проверки выходных компьютерных данных. Один из наиболее простых методов контроля данных для программ постобработки FEA является построение модели FEA для простой балки с четырехточечным изгибом. Целесообразно провести анализ этой модели на плоское напряженное состояние и предусмотреть не менее пяти элементов по высоте сечения балки. Линеаризация напряжений по Мизесу в центральном сечении подобной балки не должна создавать мембранных напряжений по Мизесу.

Рассматриваемые значения напряжений по Мизесу в поперечном сечении компонента представляют собой линеаризованные мембранные напряжения (рабочего сечения) и линеаризованные локальные изгибающие напряжения, как показано на рисунке Е.3. Данные значения учитывают условия многоосевых напряжений в точке, поскольку они являются эквивалентными напряжениями по Мизесу.

Е.2.4 Допустимые уровни напряжений для рабочих условий и условий испытания

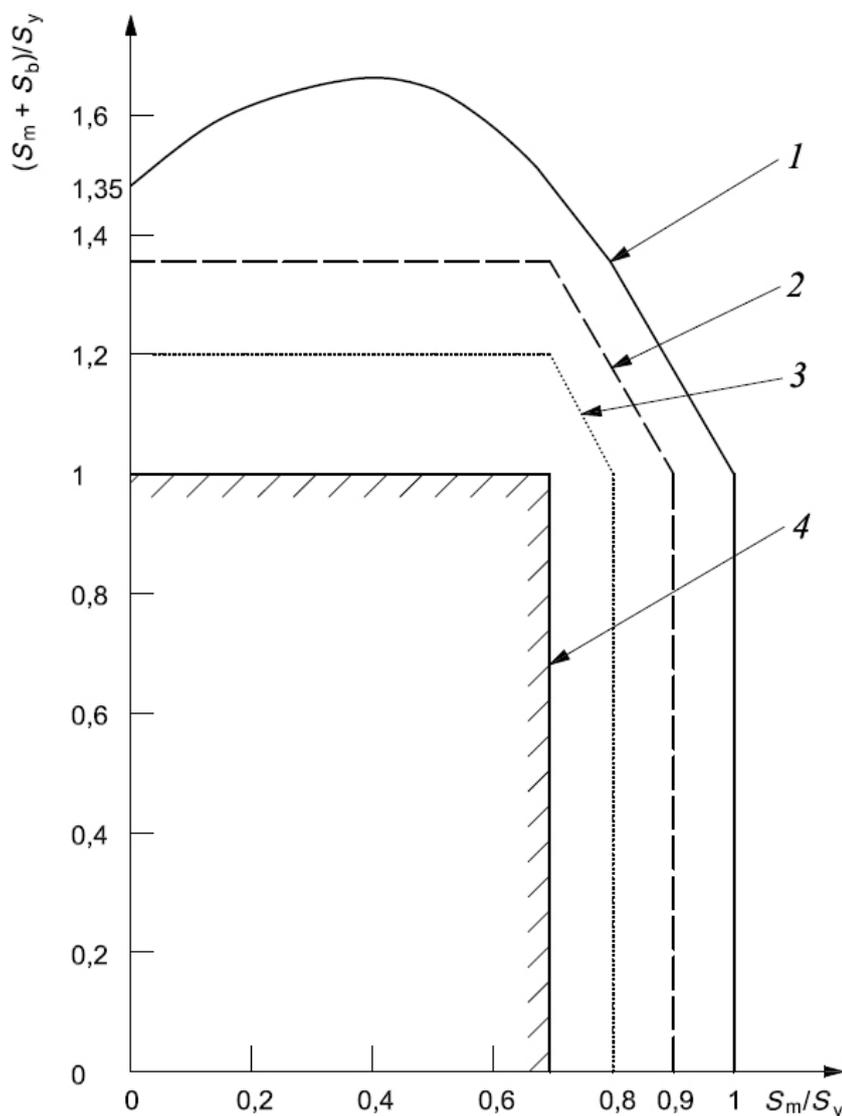
Допустимые уровни напряжений для условий испытания и рабочих условий основаны на процентном отношении суммы мембранного и изгибающего напряжения и только мембранного напряжения для предела текучести материала. В случае использования напряжений, локальные мембранные и изгибающие напряжения, рассчитанные в Е.2.3, должны рассматриваться как первичные напряжения, поскольку они являются напряжениями, необходимыми для обеспечения статического равновесия сечения при приложенных давлении и концевых нагрузках.

Необходимо определить граничные ситуации пластической деформации полного поперечного сечения, для определения допустимых уровней используемых в данном случае. Рассматривая простой случай прямоугольной балки и эластичный идеально пластичный материал, допустимо построить график суммы граничных мембранных и изгибающих напряжений по отношению только к мембранным напряжениям {см. ASME BPVC (раздел III) [9] и ASME BPVC(раздел VIII) [12]}. На рисунке Е.4 показаны граничные значения для различных комбинаций суммы мембранных и изгибающих напряжений и только мембранных напряжений, нормализованных при условии минимального указанного предела текучести материала S_Y . Отношение предельных напряжений только для мембраны равен 1,0, только для изгиба предел равен 1,5. При мембранном напряжении, добавляемом к наибольшему изгибающему напряжению меньше чем $2/3 S_Y$, отношение суммы мембранного и изгибающего напряжения может превысить 1,5. Это происходит в результате влияния жесткости мембранного напряжения и смещения нейтральной оси балки. Это повышает несущую способность на изгиб, при условии пренебрежения приложенной осевой нагрузкой.



1 – максимальное локальное напряжение, F ; *2* – локальное изгибающее напряжение, S_b ; *3* – напряжение в рабочем сечении компонента, S_m ;
4 – распределение суммарного напряжения; *5* – эквивалентное линейное распределение; *6* – напряжение; *7* – толщина; *8* – растягивающая нагрузка;
9 – локальный момент изгиба; *10* – вертикальная плоскость через осесимметричную часть

Рисунок Е.3 – Распределение нагрузки, осесимметричное поперечное сечение, донные подвесные компоненты



1 – предельное напряжение; 2 – предел давления испытания;
3 – номинальное рабочее давление для подвешеного оборудования;
4 – номинальное рабочее давление для переходного оборудования;
 S_m – мембранное напряжение; S_b – изгибающее напряжение; S_y – предел текучести

Рисунок Е.4 – Значения предельных напряжений донных подвесных компонентов

Е.2.5 Давление испытания

В настоящей части стандарта допустимыми значениями напряжений по Мизесу для гидростатических испытаний, как для подвешеного оборудования, так и для переходного оборудования являются: мембранное напряжение, S_m ,

приведенное в неравенстве (Е.2) и сумма мембранного и изгибающего напряжений, $S_m + S_b$, приведенная в неравенстве (Е.3) для $S_m < 0,67S_y$ и, как приведено в неравенстве (Е.4), $1,2 S_m$ для $0,67S_y < S_m < 0,90S_y$:

$$S_m < 0,90S_y, \quad (\text{Е.2})$$

$$S_m + S_b < 1,35S_y, \quad (\text{Е.3})$$

$$S_m + S_b < 2,15S_y. \quad (\text{Е.4})$$

Допустимое значение давления испытания должно обеспечить возникновение допустимых напряжений в критическом сечении компонента, в случае учета давления и концевых нагрузок от испытательных концевых заглушек или пробок. Вышеприведенные ограничения, показанные для ясности на рисунке Е.4, аналогичны приведенным в ASME BPVC (раздел VIII [12], часть AD) для условий гидростатического испытания.

Е.2.6 Номинальное рабочее давление

Е.2.6.1 Донное подвесное оборудование

В настоящей части стандарта допустимыми значениями напряжений по Мизесу для рабочих условий донного подвесного оборудования являются: мембранное напряжение, S_m , приведенное в неравенстве (Е.5) и сумма мембранного и изгибающего напряжений, $S_m + S_b$, приведенная в неравенстве (Е.6) для $S_m < 0,67S_y$ и, как приведено в неравенстве (Е.7), $1,2 S_m$ для $0,67S_y < S_m < 0,80S_y$:

$$S_m < 0,80S_y, \quad (\text{Е.5})$$

$$S_m + S_b < S_y, \quad (\text{Е.6})$$

$$S_m + S_b < 2,004S_y. \quad (\text{Е.7})$$

Для обеспечения возникновения подобных напряжений в критическом сечении рассматриваемого компонента, необходимо соответствующее рабочее давление. Данные ограничения составляют примерно 90 % от условий испытания.

Е.2.6.2 Донное переходное оборудование

В настоящей части стандарта допустимыми значениями напряжений по Мизесу для рабочих условий донного подвешного оборудования являются: мембранное напряжение, S_m , приведенное в неравенстве (Е.8) и сумма мембранного и изгибающего напряжений, $S_m + S_b$, приведенная в неравенстве (Е.9):

$$S_m < 0,67S_y, \quad (\text{Е.8})$$

$$S_m + S_b < S_y. \quad (\text{Е.9})$$

Для обеспечения возникновения подобных напряжений в критическом сечении рассматриваемого компонента, необходимо соответствующее рабочее давление. Данные ограничения составляют примерно 75 % от условий испытания. Эти условия совпадают с обычными предельными расчетными напряжениями, приведенными в [12]. Предельные значения мембранного напряжения для эксплуатационных условий переходного оборудования мягче требований для подвешного оборудования. Данный факт является следствием использования подвешное оборудование при работе как части обсадной колонны. Компоненты обсадной колонны обычно имеют более высокие пределы допустимых напряжений, чем оборудование заканчивания скважин или эксплуатационное оборудование.

Приложение F

(справочное)

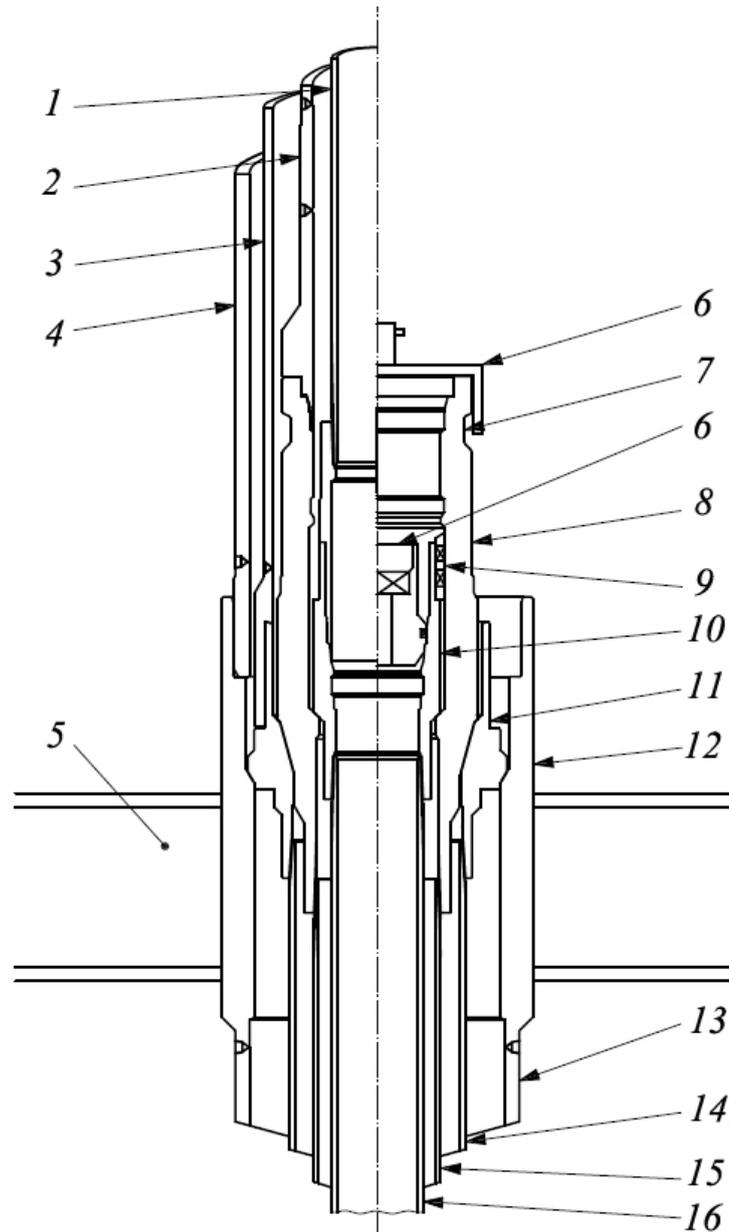
Донные подвесные системы со стволовым проходом

Донное подвесное оборудование со стволовым проходом используется для удерживания веса обсадной колонны на уровне морского дна или около него, и обеспечения управления давлением. Донное подвесное оборудование со стволовым проходом используется при бурении с бурового морского основания, используя опору на дно в случае возможности подводного заканчивания скважины. Во время бурения, операций по подземному ремонту или заканчиванию скважины ВОР размещается на поверхности. Данная система отличается от донной подвески технологической обсадной колонной, подвешиваемой на корпусе устьевого оборудования, а также использованием последующих обсадных колонн устьевого оборудования в качестве трубодержателей и уплотнительных узлов кольцевого пространства. Трубодержатели имеют положительные посадочные упорные торцы, вследствие чего их ОД обычно достаточно большие для возможности прохождения через обсадную колонну-надставку. Как правило, используются райзеры с номинальным давлением и проходным диаметром, эквивалентным расположенному на поверхности ВОР, для установки трубодержателей обсадных труб, уплотнительных узлов, внутренних консервационных колпаков и трубодержателей НКТ. При использовании донного оборудования со стволовым проходом переходное оборудование не требуется вследствие использования корпуса устьевого оборудования имеющего необходимый профиль для запираания трубодержателя НКТ, а наружный профиль – для закрепления подводной устьевой елки.

Основными элементами донного подвесного оборудования со стволовым проходом являются:

- корпус головки кондуктора;
- надводный трубодержатель обсадных труб;
- корпус устьевого оборудования;
- трубодержатели обсадных труб;
- уплотнительные узлы кольцевого пространства;
- протекторы проходных каналов и противоизносные втулки;
- консервационные колпаки;
- инструменты для спуска, извлечения и испытаний.

На рисунке F.1 показаны элементы оборудования, используемого в донных подвесных системах со стволовым проходом.



1 – обсадная колонна от 244 до 273 мм (от 9 5/8 до 10 3/4дюйма);
2 – райзер 406 мм (16 дюймов); 3 – райзер 610 мм (24 дюйма); 4 – обсадная колонна-хвостовик до верха; 5 – направляющее оборудование;
6 – консервационный колпак; 7 – профиль соединителя; 8 – корпус устьевого оборудования; 9 – уплотнительный узел; 10 – эксплуатационный трубодержатель обсадных труб; 11 – трубодержатель от 473 до 508 мм (от 18 5/8 до 20 дюймов); 12 – корпус головки кондуктора; 13 – кондуктор 762 мм (30 дюймов); 14 – обсадная колонна от 473 до 508 мм (от 18 5/8 до 20 дюймов); 15 – обсадная колонна 340 мм (13 3/8 дюйма); 16 – обсадная колонна от 244 до 273 мм (от 9 5/8 до 10 3/4дюйма)

Рисунок F.1 – Система донной подвески со стволовым проходом

Приложение G

(справочное)

Руководство по сборке болтовых фланцевых соединений по ИСО (API)

G.1 Область применения

G.1.1 Общие положения

Точная сборка и владение информацией необходимы для безотказной работы болтовых фланцевых соединений по стандарту ИСО (API). Данное приложение предоставляет руководящие указания по сборке и затяжке болтов для цельных фланцев, фланцев с приварной шейкой и глухих фланцев типа 6BX, описанных в ИСО 10423, а также для цельных фланцев, фланцев с приварной шейкой и глухих фланцев типа 17SS, описанных в настоящем стандарте.

G.1.2 Введение

В данном приложении определяются процедура сборки и рекомендуемые усилия натяжения болтов при свинчивании болтовых фланцевых соединений. *Болтовые соединения* используются для обеспечения конструктивной целостности и герметичности болтовых фланцевых соединений по стандарту ИСО (API).

G.1.3 Рекомендуемые усилия растяжения/крутящие моменты при свинчивании

Стандартное болтовое соединение должно свинчиваться до уровня не менее 67 % - 73 % от минимального предела текучести материала с целью обеспечения посадки для прокладки при свинчивании, а также обеспечения предварительное нагружение контактирующих рабочих поверхностей, превышающее разделяющие усилия при номинальном рабочем давлении. Материалы стандартных болтовых соединений, указанные в

ASTM A193/A193M группы B7 и B16, ASTM A320/320M группы L7 и L43, имеют предел текучести материала 725 МПа (105 000 фунт/дюйм²) для диаметров до 63,5 мм (2,5 дюйма) включительно. Большие диаметры болтов вплоть до 177,8 мм (7 дюймов) имеют предел текучести материала 655 МПа (95 000 фунт/дюйм²). Болтовые соединения из CRA, указанные в ASTM A453/A452M класс D (группа 660), имеют предел текучести материала 725 МПа (105 000 фунт/дюйм²) для всех размеров.

Низкопрочные болтовые соединения, указанные в ASTM A193/A193M группа B7M и A320 группа L7M, должны свинчиваться до уровня не менее 67 % - 73 % минимального предела текучести материала с целью обеспечения посадки для прокладки при свинчивании, а также обеспечения предварительное нагружение контактирующих рабочих поверхностей, превышающее разделяющие усилия при номинальном рабочем давлении. Низкопрочные болтовые соединения имеют предел текучести материала 550 МПа (80 000 фунт/дюйм²).

В таблицах G.1 и G.3 приведены значения крутящего момента согласно ASTM A193/A193M группы B7 и B16, и ASTM A320/320M группы L7 и L43. В таблицах G.2 и G.4 приведены значения крутящего момента для материала болтов согласно ASTM A193/A193M группа B7M и ASTM A320/320M группа 7M. В этих таблицах приведены значения крутящего момента свинчивания, рассчитанные на базе приведенных в параграфах 1 и 2 данного подраздела значений предела текучести материала и болтов с покрытием PTFE.

К некоторым факторам, влияющим на соотношение между крутящим моментом гайки и моментом натяжения болта, относятся:

- шаг резьбы, средний диаметр и форма резьбы;
- обработка поверхности резьбы и опорной поверхности гайки;
- степень параллельности опорной поверхности гайки и поверхности фланца;

– тип смазки и покрытия резьбы (коэффициент трения в сочетании со смазкой или покрытиями может изменяться в пределах до 20 %) и опорной поверхности гайки.

Прикладываемый к гайке крутящий момент – это только один из нескольких путей определения растяжения и напряжения в крепежной детали. Основным требованием является достижение приведенного в настоящем подразделе прикладываемого растягивающего напряжения, обеспечение посадки прокладки и отсутствие зазора между торцами фланцев. Смазки, обработка поверхностей, жесткость прокладки и т.п. могут оказывать сильное влияние на точность фактического растяжения болта при приложенном крутящем моменте. Значения крутящих моментов, приведенные в таблицах G.1 – G.4, являются информационными, и изготовителю необходимо проверять их с использованием квалифицированных процедур для болтовых соединений.

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

Таблица G.1 – Рекомендуемые значения крутящего момента свинчивания болтовых фланцев (смазки по стандарту API)

Размер болта ^{a)}		Материал L7, L43, B16, B7 или gr660							
		Крутящий момент свинчивания при 67 % предела текучести				Крутящий момент свинчивания при 73 % предела текучести			
		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания	
мм	дюйм, TPI	кН	фунт	Н·м	фут·фунт	кН	фунт	Н·м	фут·фунт
12,70	1/2; 13 UNC	44,17	9 983	108	80	48,38	10 880	118	87
15,88	5/8; 11 UNC	70,72	15 900	210	155	77,06	17 320	229	169
19,05	3/4; 10 UNC	104,66	23 530	366	270	114,04	25 630	398	294
22,23	7/8; 9 UNC	144,49	32 480	582	430	157,43	35 395	634	467
25,40	1; 8 UN	189,56	42 615	866	639	206,53	46 430	944	696
28,58	1 1/8; 8 UN	247,36	55 610	1 252	924	269,51	60 590	1 365	1 006
31,75	1 1/4; 8 UN	312,84	70 330	1 739	1 283	340,86	76 630	1 895	1 398
34,93	1 3/8; 8 UN	386,00	86 777	2 337	1 724	420,57	94 548	2 547	1 878

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

38,10	1 1/2; 8 UN	466,84	104 950	3 059	2 256	508,65	114 349	3 332	2 458
41,28	1 5/8; 8 UN	555,37	124 852	3 914	2 887	605,11	136 032	4 264	3 145
44,45	1 3/4; 8 UN	651,57	146 480	4 915	3 625	709,93	159 560	5 355	3 950
47,63	1 7/8; 8 UN	755,46	169 833	6 074	4 480	823,11	185 044	6 618	4 880
50,80	2; 8 UN	867,02	194 914	7 401	5 460	944,66	212 370	8 063	5 947
57,15	2 1/4; 8 UN	1 113,19	250 256	10 607	7 823	1 212,88	272 665	11 557	8 524
63,50	2 1/2; 8 UN	1 390,09	312 504	14 625	10 787	1 514,57	340 490	15 935	11 753
66,68	2 5/8; 8 UN ^{b)}	1 393,38	313 245	15 351	11 322	1 518,16	341 297	16 725	12 337
69,85	2 3/4; 8 UN ^{b)}	1 536,02	345 310	17 684	13 043	1 673,57	376 234	19 268	14 211
<p>^{a)} Метрические эквиваленты значений натяжения болтов и крутящих моментов свинчивания приведены для удобства, несмотря на то, что в данной части стандарта рекомендуется использовать размеры болтов в дюймах.</p> <p>^{b)} Рассчитано на базе более низкого предела текучести 655 МПа (95 000 фунт/дюйм²).</p>									

Таблица G.2 – Рекомендуемые значения крутящего момента свинчивания болтовых фланцев (смазки по стандарту API)

Размер болта	Материал L7M или B7M
--------------	----------------------

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

		Крутящий момент свинчивания при 67 % предела текучести				Крутящий момент свинчивания при 73 % предела текучести			
		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания	
мм	дюйм, TPI	кН	фунт	Н·м	фут·фунт	кН	фунт	Н·м	фут·фунт
12,70	1/2, 13 UNC	33,83	7 606	82	61	36,86	8 287	89	67
15,88	5/8, 11 UNC	53,88	12 114	160	118	58,71	13 199	174	129
19,05	3/4, 10 UNC	79,74	17 927	279	206	86,88	19 533	304	225
22,23	7/8, 9 UNC	110,09	24 750	443	327	119,95	26 967	483	356
25,40	1, 8 UN	144,42	32 468	660	487	157,35	35 376	719	531
28,58	1 1/8, 8 UN	188,46	42 368	954	704	205,34	46 162	1 039	767
31,75	1 1/4, 8 UN	238,35	53 584	1 325	977	259,70	58 383	1 444	1 065
34,93	1 3/8, 8 UN	294,10	66 116	1 781	1 314	320,44	72 037	1 941	1 432
38,10	1 1/2, 8 UN	355,69	79 963	2 330	1 719	387,54	87 124	2 539	1 873
41,28	1 5/8, 8 UN	423,14	95 125	2 982	2 200	461,03	103 644	3 249	2 397
44,45	1 3/4, 8 UN	496,44	111 603	3 745	2 762	540,90	121 597	4 080	3 009

47,63	1 7/8, 8 UN	575,59	129 397	4 628	3 413	627,14	140 985	5 043	3 719
50,80	2, 8 UN	660,59	148 506	5 639	4 159	719,75	161 805	6 144	4 532
57,15	2 1/4, 8 UN	848,15	190 671	8 081	5 961	924,10	207 746	8 805	6 495
63,50	2 1/2, 8 UN	1 059,11	238 098	11 143	8 218	1 153,96	259 420	12 141	8 954
66,68	2 5/8, 8 UN ^b	1 173,37	263 785	12 927	9 534	1 278,45	287 408	14 085	10 388
69,85	2 3/4, 8 UN ^b	1 293,49	290 787	14 892	10 984	1 409,32	316 828	16 226	11 968

Таблица G.3 – Рекомендуемые значения крутящего момента свинчивания болтовых фланцев (покрытие PTFE)

Размер болта		Материал L7, L43, B16, B7 или gr660							
		Крутящий момент свинчивания при 67 % предела текучести				Крутящий момент свинчивания при 73 % предела текучести			
		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания	
мм	дюйм, TPI	кН	фунт	Н·м	фут·фунт	кН	фунт	Н·м	фут·фунт
12,70	1/2, 13 UNC	44,40	9 983	64	48	48,38	10 877	70	52
15,88	5/8, 11 UNC	70,72	15 900	125	92	77,06	17 322	137	100

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

19,05	3/4, 10 UNC	104,66	23 530	216	160	114,04	25 637	236	174
22,23	7/8, 9 UNC	144,49	32 483	343	253	157,43	35 391	373	275
25,40	1, 8 UN	189,56	42 614	510	376	206,53	46 430	556	409
28,58	1 1/8, 8 UN	247,36	55 608	731	539	269,51	60 588	797	588
31,75	1 1/4, 8 UN	312,84	70 330	1 009	744	340,88	76 627	1 099	810
34,93	1 3/8, 8 UN	386,00	86 777	1 348	994	420,57	94 548	1 468	1 083
38,10	1 1/2, 8 UN	466,84	104 951	1 754	1 294	508,65	114 349	1 912	1 410
41,28	1 5/8, 8 UN	555,37	124 852	2 235	1 649	605,11	136 032	2 436	1 797
44,45	1 3/4, 8 UN	651,57	146 480	2 797	2 063	709,93	159 597	3 047	2 247
47,63	1 7/8, 8 UN	755,46	169 833	3 445	2 541	823,11	185 042	3 753	2 768
50,80	2, 8 UN	867,02	194 914	4 185	3 087	944,66	212 370	4 559	3 363
57,15	2 1/4, 8 UN	1 113,19	(250 256	5 968	4 402	1 212,88	272 667	6 502	4 796
63,50	2 1/2, 8 UN	1 390,09	312 504	8 195	6 044	1 514,57	340 490	8 929	6 586
66,68	2 5/8, 8 UN ^{a)}	1 393,38	313 245	8 587	6 333	1 518,16	341 297	9 356	6 901
69,85	2 3/4, 8 UN ^{a)}	1 536,02	345 310	9 876	7 284	1 673,57	376 234	10 760	7 937

^{a)} Рассчитано на базе более низкого предела текучести 655 МПа (95 000 фунт/дюйм²).

Таблица G.4 – Рекомендуемые значения крутящего момента свинчивания болтовых фланцев (покрытие PTFE)

Размер болта		Материал L7M или B7M							
		Крутящий момент свинчивания при 67 % предела текучести				Крутящий момент свинчивания при 73 % предела текучести			
		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания		Натяжение болта		Крутящий момент свинчивания	
мм	дюйм, TPI	кН	фунт	Н·м	фут·фунт	кН	фунт	Н·м	фут·фунт
12,70	1/2, 13 UNC	33,83	7 606	49	36	36,86	8 287	54	39
15,88	5/8, 11 UNC	53,88	12 114	95	70	58,71	13 199	104	76
19,05	3/4, 10 UNC	79,74	17 927	165	122	86,88	19 532	180	133
22,23	7/8, 9 UNC	110,09	24 750	261	193	119,95	26 966	284	210
25,40	1, 8 UN	144,42	32 468	388	287	157,35	35 376	423	312
28,58	1 1/8, 8 UN	188,46	42 368	557	411	205,34	46 162	607	448
31,75	1 1/4, 8 UN	238,35	53 584	768	567	259,70	58 383	837	617
34,93	1 3/8, 8 UN	294,10	66 116	1 027	757	320,44	72 036	1 119	825

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

38,10	1 1/2, 8 UN	355,69	79 963	1 337	986	387,54	87 124	1 457	1 074
41,28	1 5/8, 8 UN	423,14	95 125	1 703	1 256	461,03	103 644	1 856	1 369
44,45	1 3/4, 8 UN	496,44	111 603	2 131	1 572	540,90	121 597	2 322	1 713
47,63	1 7/8, 8 UN	575,59	129 397	2 642	1 936	627,14	140 985	2 879	2 109
50,80	2, 8 UN	660,59	148 506	3 188	2 352	719,75	161 805	3 474	2 563
57,15	2 1/4, 8 UN	848,15	190 671	4 547	3 354	924,10	207 746	4 954	3 654
63,50	2 1/2, 8 UN	1 059,11	238 098	6 244	4 605	1 153,96	259 420	6 803	5 017
66,68	2 5/8, 8 UN ^b	1 173,37	263 785	7 231	5 333	1 278,45	287 408	7 879	5 811
69,85	2 3/4, 8 UN ^b	1 293,49	290 787	8 317	6 134	1 409,32	316 828	9 062	6 683

Значения, приведенные в таблицах G1 – G4, рассчитываются в соответствии с перечислениями а) - с).

а) Размер шестиугольника (утолщенные шестигранные гайки) равен $1,5D + 3,175$ мм ($1,5D + 0,125$ дюйм), где D – диаметр болта, мм (дюйм).

б) Крутящий момент для болтового фланца, T , выраженный в метрических единицах СИ, ньютон-метрах, приведен в уравнении (G.1):

$$T = \frac{F(P)[(1/N)+\pi(f)(P)(\sec 30^0)]}{2 \times 10^2 [\pi(P)-(f)(1/N)(\sec 30^0)]} + \frac{h+D+3,175(F)(f)}{4 \times 10^2}, \quad (\text{G.1})$$

где D – диаметр болта, мм;

A_s – фактическая площадь напряжения в квадратных миллиметрах, равная

$$\left(\frac{\pi}{4}\right) \left[D - \left(\frac{0,9743}{N}\right)\right]^2;$$

F – растяжение болта в ньютонах, равное A_s , умноженное на напряжение болта;

N – число витков резьбы на миллиметр;

P – средний диаметр резьбы, мм;

f – коэффициент трения;

h – размер шестигранника, мм.

с) Крутящий момент для болтового фланца, T , выраженный в единицах британской системы, фут·фунт, приведен в уравнении (G.2):

$$T = \frac{F(P)[(1/N)+\pi(f)(P)(\sec ant 30^0)]}{2(12)[\pi(P)-(f)(1/N)(\sec ant 30^0)]} + \frac{h+D+0,125(F)(f)}{4(12)}, \quad (\text{G.2})$$

где D – диаметр болта, дюйм;

A_s – фактическая площадь напряжения, равная $\left(\frac{\pi}{4}\right) \left[D - \left(\frac{0,9743}{N}\right)\right]^2$;

F – сила или натяжение болта, выраженные в фунтах, равные A_s , умноженная на напряжение болта;

N – число витков резьбы на дюйм;

P – средний диаметр резьбы, дюйм;

F – коэффициент трения (равный 0,13 для резьбы и опорной поверхности гайки с резьбовой смазкой API Bul 5A2; 0,07 для резьбы и гайки с покрытием PTFE; 0,20 для «сухих» непокрытых/без смазки резьбы и гаек) (безразмерный);

H – размер шестиугольника, дюйм.

G.2 Указания по сборке

G.2.1 Введение

Герметичные болтовые фланцевые соединения представляют собой результат разностороннего выбора/деятельности в относительно узком диапазоне приемлемых ограничений. Одним из таких видов деятельности, имеющих принципиальное значение для обеспечения характеристик герметичности, является процесс сборки соединения. Указания, приведенные в приложении G, относятся к сборочным элементам, обеспечивающим герметичность фланцевых соединений по стандарту ИСО (API). Для использования квалифицированными специалистами по сборке соединений необходимо разработать документально оформленные процедуры, включающие положения настоящих указаний. Необходимо указать прикладываемый крутящий момент/натяжение в документально оформленных процедурах для нескольких типовых размеров болтов с указанием конкретного материала, покрытия и смазки.

Примечания

1 Существует много способов сборки болтовых фланцевых соединений по стандарту ИСО (API), и приложение G предназначено для предоставления указаний персоналу, отвечающему за подготовку процедур сборки болтовых фланцевых соединений (затяжки) или для квалифицированного персонала, выполняющего сборку болтовых фланцевых соединений.

2 Типы инструментов для затяжки болтов и методов контроля нагрузки, приведенные в приложении G, не исключают и не ограничивают использование других

инструментов и методов, которые сертифицированы на создание эквивалентных или более качественных диапазонов значений предварительной нагрузки.

3 Использование квалифицированных сборочных процедур и квалифицированного персонала, выполняющего сборку, аналогично общим требованиям к сварным швам, для выполнения которых квалифицированные сварочные процедуры и квалифицированные сварщики, являются действующей промышленной практикой.

G.2.2 Проверка «рабочих» поверхностей

«Рабочие» поверхности фланцев перед сборкой необходимо очистить и проверить. Для очистки рабочих поверхностей от смазки, защитных покрытий и грязи допустимо использование неабразивную ткань. С рабочих поверхностей фланцев необходимо удалить любые виды краски т.к. «рабочие» поверхности предназначены для создания при сборке контакта типа «металл-к-металлу». На рабочих поверхностях фланцев допустимо адгезионное покрытие, например PTFE или гальваническое покрытие. Во время сборки на уплотнения или канавки не должна наноситься консистентная смазка. Допустимо использование легкого смазочного масла в случае предполагаемого возникновения задиров или фреттинг-коррозии.

Необходимо проведение проверки состояние обработки поверхности кольцевых канавок обоих соединительных фланцев и наличие таких дефектов поверхностной обработки, как царапины, надрезы, бороздки и заусенцы. Особое значение имеют индикации, расположенные в радиальном направлении с наружной стороны канавки (каналы утечки). При обнаружении недопустимых царапин и вмятин канавки и опорной поверхности фланца необходима повторная машинная обработка. Необходимо исправлять любые радиальные дефекты канавки, превышающие глубину зазубрины. Допустимо устранение дефектов легким шлифованием «влажной или сухой» мелкозернистой наждачной бумагой вокруг посадочного гнезда под прокладку. Повторно обрабатываемые зоны должны иметь плавные переходы и не содержать дефекта локального

зашлифовывания. Необходимо документировать любые вызывающие сомнения дефекты для последующего устранения.

При каждой разборке и повторной сборке фланцевого соединения необходимо использовать новую прокладку. Требуется проверка контактных поверхностей прокладки с обеих сторон на наличие механических повреждений и неровностей поверхности. Необходимо отбраковывать поврежденные или вызывающие сомнения прокладки. Допустимо повторное использование прокладок для проведения испытаний. При окончательной сборке всегда должны использоваться новые прокладки. При необходимости, при установке прокладки для смазки канавки под прокладку допустимо использовать легкое смазочное масло. Не допускать попадание в смазочное масло твердых частиц. Необходимо отмечать любые вызывающие сомнения результаты.

Необходимо проверять резьбы болта и гайки на наличие деформаций и повреждений, таких как ржавчина, коррозия, трещины и заусенцы. Использованные ранее болты необходимо тщательно очищать (например, проволочной щеткой) перед повторным использованием. Необходимо контролировать болты, подвергавшиеся многоцикловым внешним нагрузкам, с использованием соответствующих методов NDE. Требуется заменять детали, вызывающие сомнения.

Необходимо проверять поверхность фланцев в местах расположения гаек на наличие задиров, заусенцев, вмятин, истирания и т.п.; удалять выступы, вкрапления, если необходимо.

G.2.3 Выравнивание сопрягаемых поверхностей

Необходимо обеспечивать выравнивание фланцев по оси и по окружности в соответствии с проектной документацией в пределах допусков. Любые трубные или другие соединения, влияющие на выравнивание, должны быть закреплены надлежащим образом. Не допускается приложение нагрузки на болты для обеспечения выравнивания. При горизонтальной

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

сборке необходимо предусмотреть достаточный зазор для установки прокладки. Опорные поверхности фланцев необходимо центрировать в пределах 0,5 мм на каждые 200 мм (0,02 дюйма на каждые 7,875 дюймов), измеренные по любому диаметру (0,15°), а отверстия под фланцевые болты должны быть отцентрированы в пределах 3 мм (0,12 дюйма) смещения; см. рисунок G.1. Необходимо отмечать любые смещения или использование избыточных нагрузок при центрировании фланцев.

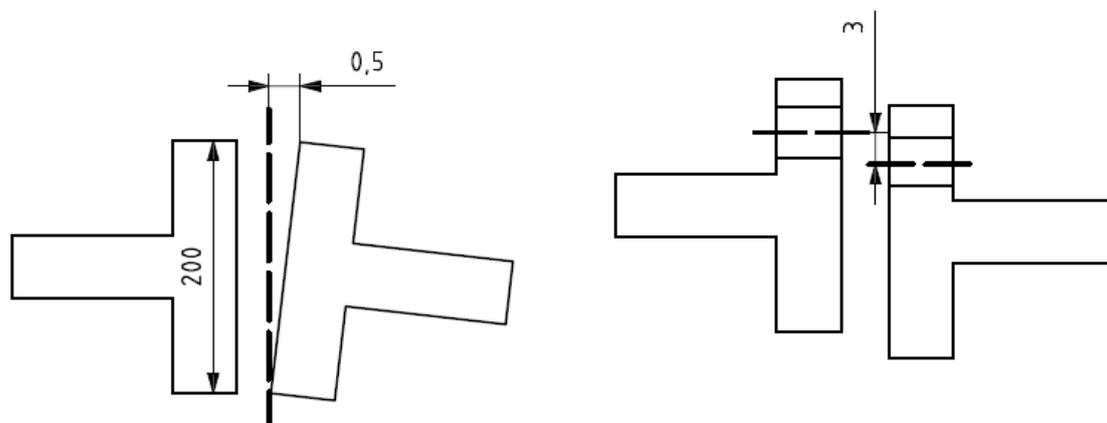


Рисунок G.1 – Допуски выравнивания фланцев

G.2.4 Установка прокладок ВХ

Требуется проверка соответствия прокладок ВХ/SBX указанному номеру кольца и спецификации материала.

Необходимо соосное расположение прокладки канавки, предпринимая соответствующие меры для удерживания ее во время процесса размещения.

Требуется проверять правильность положения прокладки в процессе сборки. Не допускается использование смазки для закрепления прокладки в заданном положении.

G.2.5 Установка болтов

Требуется проверка соответствия болтов и гаек по следующим характеристикам: группа материала, покрытие, диаметр, длина болта и высота гайки, равная диаметру болта (для утолщенных шестигранных гаек).

При использовании динамометрического инструмента резьбу гайки и опорную поверхность гайки необходимо смазать в соответствии с утвержденной процедурой. Необходимо убедиться в совместимости смазки по химическим свойствам с материалом болта/гайки и окружающей средой. Особое внимание необходимо уделять недопущению использования смазки с химическим составом, приводящим к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Сначала необходимо устанавливать и вручную закручивать болты и гайки, затем вручную прилагать крутящий момент до 100 Н м (75 фунто-фут), но не выше 15 % от заданного крутящего момента. Необходимо проверить причину и выполнить необходимые корректирующие действия в случае невозможности закручивания гайки. Рекомендуется временно обеспечить герметизацию фланцев, с целью недопущения попадания посторонних частиц в зазор между выступающими поверхностями фланцев в случае задержки окончательной затяжки.

Резьба гаек должна быть в зацеплении по всей высоте гайки. Возможны осложнения демонтажа соединения при коррозии избыточной резьбы. Технология, облегчающая демонтаж соединений заключается в полном введении гайки в зацепление с одной стороны (не допуская выступания болта из гайки), обеспечивая при этом расположение избыточных витков с другой стороны. Избыточные витки резьбы не должны выступать более, чем на 13 мм (0,5 дюйма) относительно гайки, за исключением случаев использования гидравлические устройства затяжки. Для использования гидравлических устройств затяжки болтов необходима выступающая часть резьбы длиной примерно в один диаметр болта для зацепления переходника.

G.2.6 Затяжка болтов

Требуется использование откалиброванных инструментов. Используя выбранный метод затяжки, необходимо затягивать соединение с приложением возрастающей нагрузки в 30 %, 60 %, затем 100 % от заданного

значения крутящего момента в дополнение к использованию перекрестной схемы последовательности затяжки, показанной на рисунке G.2. Не допустимо затягивать соединения, находящиеся под воздействием давления или механических нагрузок.

Необходимо проверять смыкание зазоров выступающих поверхностей фланцев по всей окружности соединения.

Натяжение болтов (или крутящий момент) необходимо повторно проверить после того, как фланец (или болтовой хомут) был подвергнут предварительным гидростатическим испытаниям (испытание корпуса или испытание номинального рабочего давления). Допустима некоторая незначительная деформация во время испытаний болтовых соединений. При необходимости следует затянуть болты с приложением 100 % натяжения (крутящего момента) по перекрестной схеме.

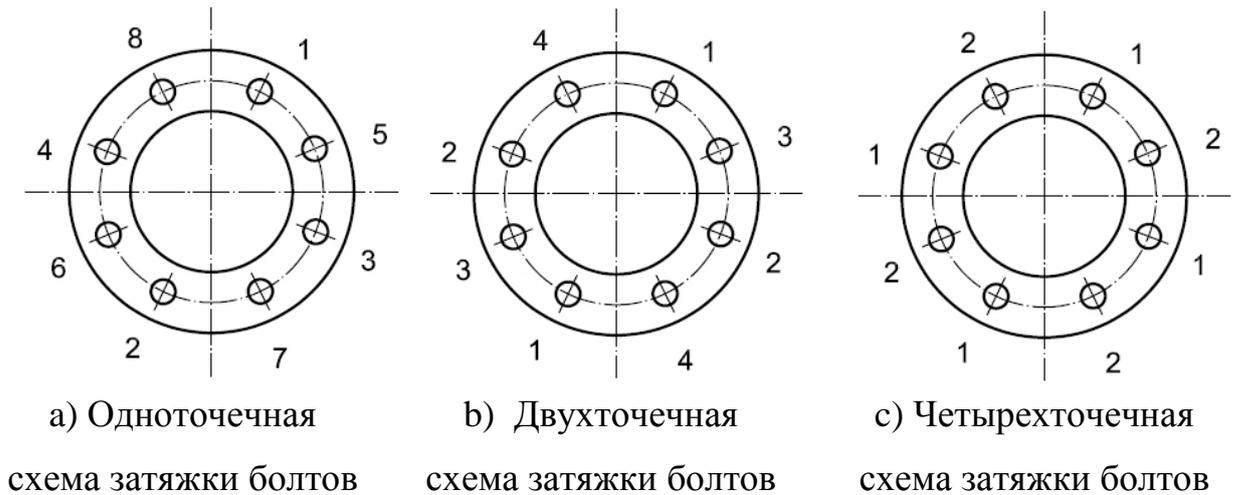


Рисунок G.2 – Перекрестная последовательность затяжки болтов одним, двумя и четырьмя инструментами одновременно

G.2.7 Демонтаж соединения

В случае ослабления значительного числа болтов по направлению вращения, упругое восстановление зажатых деталей может привести к избыточным нагрузкам на нескольких остальных болтах, создавая дополнительные осложнения при демонтаже и, в некоторых случаях, к образованию задиров между гайкой и болтом, что может серьезно повлиять на безопасность демонтажа.

Необходимо всегда проверять наличие давления в соединении. Требуется подтверждать отсутствие в соединении внутренних нагрузок от сжатия. Необходимо ослаблять болты по перекрестной схеме (см. рисунок G.2), следующим образом:

- a) начать с ослабления затяжки болтов до 60 % от заданного момента по перекрестной схеме;
- b) проверить зазор по окружности и соответственно ослабить гайки таким образом, чтобы зазор был одинаковым;
- c) ослабить гайки до 30 % заданного момента;
- d) в случае достаточной равномерности зазора по окружности, необходимо начинать снимать гайки по окружности. В случае недостаточной

равномерности зазора по окружности, необходимо отрегулировать зазор выборочным ослаблением перед снятием гайки по окружности;

е) снять гайки и болты. Перед повторным использованием болты должны быть очищены и пройти NDE. В случае повторного использования прокладки для проведения испытаний, на нее необходимо нанести маркировку, для гарантии использования новых прокладок при окончательной сборке.

G.2.8 Документирование

Изготовители должны подготовить документ с рекомендуемыми значениями натяжения (или затяжки), как часть заключительного паспорта сборки соединения для каждого собранного соединения. Типовой паспорт приведен в таблице G.5.

Таблица G.5 – Паспорт фланцевого соединения

Паспорт сборки болтового фланцевого соединения			
Идентификация фланцевого соединения:			
Сборка			
Собрано:		Дата:	
Очистка и контроль компонентов перед сборкой			
Очистка и проверка наличия повреждений поверхности кольцевой канавки и посадочной поверхности прокладки ВХ.	<input type="checkbox"/>	Очистка болтов и гаек и проверка наличия повреждений.	<input type="checkbox"/>
Очистка и проверка опорной поверхности фланца под гайки на отсутствие краски, грязи и задигов			<input type="checkbox"/>
Проверка компонентов фланцевого соединения			
Материал болта		Материал гайки	
Диаметр и длина болта		Покрытие болта/гайки	
Размер и материал прокладки		Новая прокладка ВХ, используемая только для окончательной сборки	<input type="checkbox"/>
Смазка «рабочих поверхностей» болта/гайки			
Проверка соответствия смазки на резьбовом конце болта/опорной поверхности гайки указанной в таблицах значений крутящих моментов	<input type="checkbox"/>	Используемая смазка:	
Выравнивание и установка болтов			
Стержни болтов свободно проходят в болтовые отверстия	<input type="checkbox"/> Да <input type="checkbox"/> Нет	Максимальный зазор между опорными поверхностями фланцев (мм)	
Крутящий момент при затяжке вручную (Н·м)		Минимальный зазор между опорными поверхностями фланцев (мм)	
Затяжка болтов			

ГОСТ Р

(Проект, первая редакция)

Заданная нагрузка на болт		Тип инструмента:		Число инструментов:	
30 % предварительная нагрузка		60 % предварительная нагрузка		100 % предварительная нагрузка	
Крутящий момент	Давление насоса	Крутящий момент	Давление насоса	Крутящий момент	Давление насоса
Контакт поверхностей		<input type="checkbox"/>	Затяжка выполнена: Дата:		
Непредвиденные осложнения и их устранение					
Контроль		Выполнен:		Дата:	
Заданная предварительная нагрузка:	Крутящий момент:	Инструмент:	Давление насоса:	Допустимая предварительная нагрузка:	Контакт опорных поверхностей фланца:

Приложение Н

(справочное)

Проектирование и испытания инструментов для спуска, подъема и испытаний подводного устьевого оборудования

Н.1 Общие положения

Приложение Н распространяется на проектирование и испытания инструментов для спуска, подъема и испытаний компонентов подводного устьевого оборудования, включая направляющее оборудование, кожухи, подвесное оборудование обсадных колонн, оборудование герметизации кольцевого пространства и защитные устройства.

Н.2 Проектирование

Н.2.1 Нагрузки

При проектировании инструментов для спуска, подъема и испытаний необходимо учитывать, как минимум, следующие нагрузки:

- удерживаемый вес;
- изгибающие нагрузки;
- давление;
- крутящие нагрузки;
- радиальные нагрузки;
- дополнительное нагружение;
- нагрузки от воздействия окружающей среды;
- осевые нагрузки и/или предварительные нагрузки гидравлической

соединительной муфты.

Н.2.2 Концевые соединения

Замковые соединения или резьбовые соединения обсадных труб должны соответствовать требованиям ИСО 10424-1. Резьбовые соединения обсадных труб должны соответствовать ИСО 10423. Инструменты должны

иметь достаточные размеры для захвата трубными ключами. Грузоподъемность инструмента не должна зависеть от выбора концевых соединений для инструмента.

Инструменты, приводимые в действие крутящим моментом, должны, по возможности, использовать левосторонний крутящий момент для затяжки и правосторонний крутящий момент для раскрепления с целью недопущения развинчивания резьбы обсадных/НКТ/бурильных труб во время выполнения операций/отсоединения.

Н.2.3 Вертикальный ствол

Для обеспечения прохождения инструментов, необходимых для последующих операций в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя, инструменты со стволовым проходом должны иметь достаточный ID и внутренние переходы.

Н.2.4 Наружный профиль

Наружный профиль инструментов должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя. Длина, наружный профиль и зона перетока флюида должны быть рассчитаны с учетом минимизации гидродинамического давления/давления свабирования и облегчения прохождения во время спуско-подъемных операций и циркуляции.

Н.2.5 Грузоподъемность

Общий диапазон номинальной грузоподъемности инструмента должен соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Н.2.6 Вентиляция

Инструмент для спуска корпуса головки кондуктора должен быть оборудован вентиляционным каналом или системой вентиляции. Данная система вентиляционных каналов используется для заполнения кондуктора

флюидом во время спуска или для обеспечения прохода шлама во время операций промывки.

Н.2.7 Номинальное давление

Номинальное давление и расчетная глубина ведения работ должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Н.3 Материалы

Н.3.1 Выбор

Материалы, используемые в данных инструментах, должны выбираться с учетом прочности и независимо от стойкости к воздействию коррозионной окружающей среды. Материалы должны соответствовать документально оформленным техническим условиям изготовителя.

Примечание – Если предполагается контакт с высоко-коррозионной средой, может потребоваться применение специальных технологий, которые не входят в область применения настоящей части стандарта.

Н.3.2 Покрытия

Покрытия должны соответствовать требованиям, указанным в 5.1.4.7.

Н.4 Испытания

Н.4.1 Валидационные испытания

Валидационные испытания должны соответствовать 5.1.7.

Н.4.2 Заводские приемо-сдаточные испытания

Инструменты должны пройти испытания функциональных характеристик, визуальный или инструментальный контроль размеров для подтверждения правильного их функционирования до отгрузки с предприятия-изготовителя. Инструменты с гидравлической системой управления должны иметь гидравлическую систему, испытанную в соответствии с документально оформленными техническими условиями изготовителя. Гидростатические испытания должны состоять из трех частей:

- период первичного удержания давления;

- снижение давления до нуля (атмосферного);
- период повторного удержания давления.

Каждый период выдерживания должен быть не менее 3 мин, отсчет времени не должен начинаться до тех пор, пока наружная поверхность деталей корпуса не станет совершенно сухой, не будет достигнуто давление испытания и оборудование и контрольный манометр давления не будут изолированы от источника давления.

Для инструментов для спуска, полностью собранных с предварительно прошедшим гидростатические испытания оборудованием, требуется только испытания на номинальное рабочее давление.

Приложение I

(справочное)

Процедуры по применению систем покрытия

I.1 Общие положения

Приложение I распространяется на применение стандартных защитных систем лакокрасочных покрытий для подводного оборудования

I.2 Цель

Целью данных процедур защитного покрытия является обеспечение необходимой подготовки материала и правильного нанесения покрытия. Существуют различные компании, производящие высококачественные двухкомпонентные эпоксидно-полиамидные или полиамидные материалы, предназначенные для покрытий подводного оборудования. Данное приложение описывает применение материалов такого типа для подводного оборудования. Данное приложение описывает только одну из многих приемлемых систем покрытия, ее необходимо рассматривать как типовую процедуру применения систем покрытий.

I.3 Подготовка поверхности

I.3.1 Требуемое состояние поверхности

Поверхность, на которую наносится покрытие, должна пройти струйно-абразивную обработку до чистого металла в соответствии с одним из нижеперечисленных стандартов:

- NACE No. 2;
- SSPS-SP 10;
- ИСО 8501-1.

I.3.2 Требуемая чистота

Перед грунтовкой любые виды масла и/или смазки должны быть удалены с применением подходящего растворителя.

I.3.3 Атмосферные условия

Струйно-абразивная обработка не должна проводиться на влажной поверхности, не допускается проведение струйно-абразивной обработки, если температура поверхности превышает точку росы менее чем на 3 °C (5 °F).

I.3.4 Подача воздуха

Сжатый воздух, используемый для струйно-абразивной обработки, должен подаваться под давлением минимум 0,5 МПа (70 фунт/дюйм²) и не должен содержать влаги или масел.

I.3.5 Использование химических реагентов

Для очистки металлических поверхностей после струйно-абразивной обработки не должны использоваться кислотные растворы или другие чистящие средства, а также ингибированные растворы для предотвращения образования ржавчины.

I.3.6 Поверхностное расслоение

Поверхностное расслоение должно быть зашлифовано, брызги металла от сварки необходимо удалять. Другие неровности поверхности, включая подрезы и шлак, а также острые или неровные кромки, заусенцы и зазубрины, необходимо зачистить механической проволочной щеткой, зашлифовать, сколоть или обработать абразивной струей для подготовки основания для нанесения покрытия.

I.3.7 Экранирование

Необходимо проводить надлежащим образом выполненное экранирование зон, которым требуется защита, но не допустима окраска.

I.3.8 Удаление ржавчины

При образовании ржавчины после предварительной струйно-абразивной обработки и перед нанесением грунтовки поверхности, пораженные ржавчиной участки, должны быть повторно очищены абразивной струей.

I.4 Грунтовка

I.4.1 Очистка

Перед нанесением грунтовки поверхности должны быть очищены от песка и пыли струей сухого воздуха без примесей масла либо азотом.

I.4.2 Нанесение

Грунтовка должна быть нанесена разбрызгиванием, предпочтительно с помощью безвоздушного распылителя.

I.4.3 Привязка по времени

На поверхности, прошедшие струйно-абразивную очистку, покрытие специальной грунтовкой должно быть нанесено в течение 4 часов после обработки.

I.4.4 Влажность

Грунтовка должна наноситься при относительной влажности, указанной изготовителем материала.

I.5 Системы покрытий

I.5.1 Типовые материалы покрытий

Типовыми материалами покрытий являются:

- а) грунтовка: полиамидная или полиамидно-эпоксидная грунтовка: толщина сухой пленки 2,5/4,0 миллидюйма;
- б) отделочное покрытие: полиамидно-эпоксидное со стеклянными чешуйками: толщина сухой пленки 12/20 миллидюймов.

Допустимо использование альтернативных покрытий используя материалы без тяжелых металлов, таких как свинец, хром и т.п.

I.5.2 Время сушки

Время сушки между нанесением слоев должно соответствовать инструкциям изготовителя материала покрытия.

I.5.3 Подготовка/применение инструкций

Покрытия должны смешиваться, разбавляться и наноситься в соответствии с инструкциями изготовителя.

I.5.4 Требования законодательства

Используемые продукты должны отвечать требованиям законодательства страны изготовителя и страны использования в области летучих органических соединений.

I.5.5 Цвет отделочного покрытия

Цвет отделочного покрытия для подводного оборудования должен соответствовать требованиям ИСО 13628-1.

I.6 Ремонт системы покрытий

I.6.1 Общие положения

Ремонт покрытий должен выполняться с использованием тех же материалов того же изготовителя, что и исходное покрытие. В случае невозможности применения пескоструйной обработки для удаления, допустимо удалять продукты окисления с помощью механической проволочной щетки. Для придания шероховатости поверхности и улучшения адгезии эпоксидного материала допустима зачистка прилегающей зоны в радиусе 150 мм (6 дюймов) с помощью щетки или легкой ручной пескоструйной обработки.

I.6.2 Ремонт покрытия, поврежденного до металла

Необходима проводить очистку растворителем для удаления масла и смазки, а также проволочной щеткой блестящих участков. При поставке растворителя изготовителем для применения при ремонте, необходимо наносить растворитель на покрытые поверхности, смежные с поврежденной зоной. Систему покрытий необходимо наносить при появлении клейкости на смежных поверхностях, как описано в I.5.1.

I.6.3 Ремонт повреждения эпоксидного покрытия, не достигшего металла

Необходимо зачищать наждачной бумагой и обозначать зону ремонта. Очистку необходимо проводить с помощью сжатого сухого воздуха, не содержащего масла, или газообразного азота. Для получения требуемой

поверхности, необходимо нанесение высокопрочного эпоксидного покрытия в соответствии с правилами.

I.7 Контроль

I.7.1 Толщина покрытия

Для определения толщины сухой пленки на каждом этапе процесса нанесения покрытия должен использоваться откалиброванный прибор для определения толщины слоя покрытия.

I.7.2 Исправление толщины покрытия

Необходимо нанесение дополнительного слоя покрытия для достижения заданной величины в случае недостаточности толщины сухой пленки.

I.7.3 Дефекты покрытия

Покрытия не должны иметь точечных дефектов, пор, пузырей и других пропусков.

Приложение J

(справочное)

Предварительные отборочные испытания материалов

J.1 Общие положения

При использовании подводного оборудования заканчивания скважин с дистанционным управлением используется нагнетание химических добавок для улучшения характеристик потока скважинного флюида и замедления образования осадков и кристаллических структур, которые могут блокировать поток флюида вследствие усложнения месторождений и условий окружающей среды. Эти фирменные добавки, как правило, имеют химический состав, специально предназначенный для конкретных характеристик скважинного флюида. Данное приложение предназначено для обеспечения стандартного набора процедур для проверки совместимости добавок с материалами подводного оборудования заканчивания скважин, для выделения случаев неблагоприятных результатов, при которых:

а) возможно снижение характеристик или разрушение металлических и неметаллических материалов, используемых для механизмов поддержания давления и герметизации;

б) возможно уменьшение общего проектного срока службы комплекса подводного оборудования.

В настоящем приложении приведены три уровня отбора. Уровень 1 идентифицирует возможные изменения химических и/или физических свойств выбранных материалов. Уровень 1 предполагается для предоставления общей информации, получаемой от поставщика и/или изготовителя химических реагентов. Уровень 2 предполагает выявление химических и/или физических изменений в неметаллических материалах, таких как набухание при нахождении материала в замкнутом пространстве.

Испытания на уровне 2 также используют более определенные концентрации и режимы работы, заданные конечным заказчиком для конкретных условий эксплуатации. Результаты уровня 2 являются специальными и относятся к конкретному проекту, и могут быть перекрестно совместимы с другими опубликованными данными уровня 2. Уровень 3 является углубленным испытанием для определения практического срока службы неметаллических материалов в присутствии добавок с использованием процедур испытания при ускоренном старении по принципу Аррениуса.

Ж.2 Отборочные испытания Уровня 1

Ж.2.1 Неограниченные испытания

Ж.2.1.1 Размещение

Необходимо размещать испытательный образец в контейнер без особых отклонений испытательного образца.

Ж.2.1.2 Эластомеры

Ж.2.1.2.1 Параметры испытаний

Допустимо использование следующих критериев испытаний, приведенные ниже:

а) образец: кольцевое уплотнение номер 214, 25,0 мм ID, высотой 3,53 мм (0,984 дюймов ID, высотой 0,139 дюймов);

б) контейнер: закрытый, но не герметичный для воздуха, контейнер должен иметь объем не менее 100 см³ (6,1 дюйм³);

в) концентрация: беспримесный (концентрированный – без разбавления) и в растворе типовой рекомендуемой концентрации для применения. Раствор должен добавляться во время испытания с целью поддержания отношения объема флюида к объему уплотнения 25:1 – 27:1;

г) температура: 60 °C (140 °F); в случае приближения точки кипения или точки воспламенения к 60 °C (140 °F), поставщик химических реагентов должен определить соответствующие шаги для получения приемлемых результатов утверждаемых конечным заказчиком;

е) давление: атмосферное;

ф) продолжительность: 32 дня с измерениями, выполненными в начале, через 1 день, 2 дня, 4 дня, 8 дней, 16 дней и 32 дня. Испытательные образцы должны быть из одной партии материала;

г) измерения: для следующих измерений, вынуть образец из термокамеры, быстро вытереть насухо и охладить до комнатной температуры $20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($68\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{F}$) перед тем, как выполнять измерения. Необходимо задокументировать изменение веса, твердости и процентное изменение объема в течение 3 часов после извлечения из термокамеры:

– 0 день: выполнить испытание на растяжение в соответствии с ASTM D1414;

– 1 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 2 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 4 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 8 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 16 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 32 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид;

– 32 день: поместить образец в сушильный шкаф при максимальном давлении 0,01 МПа (1,5 фунт/дюйм²) и комнатной температуре; подвергать высушиванию в течение 1 недели, затем выполнить испытание на растяжение в соответствии с ASTM D1414.

h) Контейнер для испытаний: контейнер должен быть предназначен для использования испытательных химических реагентов, материалов,

температуры и давления. Объем флюида должен быть таким, чтобы отношение объема флюида к объему уплотнения составляло 25:1 – 27:1.

Ж.2.1.2.2 Критерии приемлемости по совместимости

Необходимо использовать следующие критерии приемлемости:

- a) процентное изменение веса: $\pm 10 \%$;
- b) изменение твердости:
 - для твердости < 90 по твердомеру (Шор А), $^{+10}_{-20}$ единиц,
 - для твердости 90 по твердомеру (Шор А), $^{+5}_{-20}$ единиц,
 - для твердости > 90 по твердомеру (Шор А), $^{+5}_{-20}$ единиц;
- c) процентное изменение объема: $^{+25}_{-5} \%$;

d) внешний вид: отсутствие вздутий, отсутствие трещин, отсутствие расслоения, и отсутствие изменения внешнего вида химического реагента (цвет, осадки, и т.п.) без увеличения.

Ж.2.1.3 Металлы

Ж.2.1.3.1 Критерии испытаний

Допустимо использование следующих критериев испытаний:

a) образец: рекомендуется образец с размерами 25,4 мм × 76,2 мм × 6,35 мм (1,0 дюйм × 3,0 дюйма × 0,25 дюйма). Образец должен быть покрытым, облицованным или гальванизированным для испытания на совместимость материалов покрытия/гальванизации. Контрольный образец основного металла, таких же размеров, непокрытый, должен быть помещен в отдельный испытательный контейнер;

b) минимальное отношение объема к площади поверхности должно составлять 1:6; чистота обработки поверхности должна составлять 3,2 мкм (125 мдюймов) RMS или лучше;

c) контейнер: закрытый, но не герметичный, объемом не менее 100 см³ (6,1 дюйм³);

d) беспримесный (концентрированный; без разбавления), а также раствор типовой рекомендуемой концентрации для применения. Раствор должен добавляться во время испытания, чтобы поддерживать соотношение 25:1 – 27:1 объем флюида к объему уплотнения;

e) температура: 60 °C (140 °F); если точка кипения или точка воспламенения близка к 60 °C (140 °F), поставщик химических реагентов должен определить соответствующие шаги для получения приемлемых результатов утверждаемых конечным заказчиком;

f) давление: атмосферное;

g) продолжительность: 4 недели с измерениями, выполненными в начале, через 1 неделю, 2 недели и 4 недели;

h) контейнер для испытаний: контейнер должен быть предназначен для использования испытательных химических реагентов, материалов, температуры и давления. Объем флюида должен быть таким, чтобы отношение объема флюида к объему уплотнения составляло 25:1 – 27:1;

i) для документирования первоначального и конечного состояния поверхности должны быть сделаны фотографии.

J.2.1.3.2 Критерии приемлемости по совместимости

Должны быть использованы следующие критерии приемлемости:

a) внешний вид: отсутствие изменения цвета или отсутствие видимых изменений поверхности (при 10-кратном увеличении), или отсутствие изменений внешнего вида химического реагента (цвет, осадки, и т.п.);

b) скорость коррозии: документировать в миллидюймах в год. При 100 % контроле, как минимум, 2 наиболее широких поверхностей, определить наличие питтинговой коррозии и глубину при 10-кратном увеличении;

c) чистота обработки поверхности: 3,2 мкм (125 мидюймов) RMS либо лучше (без изменений).

J.3 Отборочные испытания Уровня 2

Ж.3.1 Ограниченные испытания

Ж.3.1.1 Неметаллические материалы (эластомеры и пластики)

Допустимо использование следующих параметров испытаний:

а) образец: кольцевое уплотнение номер 214, 25,0 мм (0,984 дюйма) ID, высотой 3,53 мм(0,139 дюйма); см. ссылку [43];

б) испытательный контейнер: с рекомендованными размерами для кольцевого уплотнения номер 214, статическое применение;

с) концентрация: беспримесный (концентрированный; без разбавления), а также в растворе типовой рекомендуемой концентрации для применения; раствор должен добавляться во время испытания, чтобы поддерживать соотношение объема флюида к объему уплотнения 25:1 – 27:1;

д) температура: 60 °С (140 °F); если точка кипения или точка воспламенения близка к 60 °С (140 °F), поставщик химических реагентов должен определить соответствующие шаги для получения приемлемых результатов утверждаемых конечным заказчиком;

е) давление: атмосферное;

ф) продолжительность: 32 дня с измерениями, выполненными в начале, через 1 день, 2 дня, 4 дня, 8 дней, 16 дней и 32 дня; испытательные образцы должны быть из одной партии материала;

г) измерения: для следующих измерений вынуть образец из термокамеры, быстро вытереть насухо и охладить до комнатной температуры [20 °С ± 1 °С (68 °F ± 2 °F)] перед тем, как выполнять измерения. Документировать изменение веса, твердости и процентное изменение объема в течение 3 часов после извлечения из термокамеры:

– 0 день: Выполнить испытание на растяжение в соответствии с ASTM D1414,

– 1 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,

- 2 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,
- 4 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,
- 8 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,
- 16 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,
- 32 день: Зафиксировать изменение сухого веса, изменение твердости, процентное изменение объема, внешний вид,
- 32 день: Поместить образец в сушильный шкаф при максимальном давлении 0,01 МПа (1,5 фунт/дюйм²) и комнатной температуре; подвергать высушиванию в течение 1 недели, затем выполнить испытание на растяжение в соответствии с ASTM D1414;

h) контейнер для испытаний: контейнер должен быть предназначен для использования испытательных химических реагентов, материалов, температуры и давления. Объем флюида должен быть таким, чтобы отношение объема флюида к объему уплотнения составляло 25:1 - 27:1.

Ж.3.1.2 Критерии приемлемости для совместимости

Допустимо использование следующих критериев приемлемости:

- a) процентное изменение веса: $\pm 10 \%$;
- b) изменение твердости:
 - для < 90 по твердомеру (Шор А) $^{+10}_{-20}$ единиц;
 - для 90 по твердомеру (Шор А) $^{+5}_{-20}$ единиц,
 - для > 90 по твердомеру (Шор А) $^{+5}_{-20}$ единиц;
- c) процентное изменение объема: $^{+25}_{-5} \%$;
- d) процентное изменение прочности на растяжение: $\pm 50 \%$;
- e) процентное изменение удлинения: $\pm 50 \%$;
- f) процентное изменение в 50 % модуле: $\pm 50 \%$;

г) внешний вид: Отсутствие вздутий, отсутствие трещин, и отсутствие изменения внешнего вида химического реагента (цвет, осадки, и т.п.) без увеличения.

Ж.4 Отборочные испытания Уровня 3

Ж.4.1 Оценка срока службы и старения

Для оценки срока службы неметаллических материалов, предназначенных для использования в тяжелых условиях эксплуатации, допустимо проведение испытания в указанной среде при температуре и/или давлении в режиме ускоренных испытаний. Без проведения ускоренных испытаний существует возможность затруднения количественной оценки срока службы эластомерных компонентов. Повышенные температура и/или давление испытания могут предоставить практический способ оценки характеристик неметаллических материалов в реальных условиях.

Наилучшим способом оценки продолжительности эксплуатации для определения долговременных эксплуатационных характеристик неметаллических материалов в тяжелых условиях эксплуатации являются испытания по оценке срока службы. Основной метод включает сбор статистических данных наработки на отказ при повышенных температурах (выше ожидаемых в реальных условиях эксплуатации) и графическое представление результатов в полулогарифмической системе координат. Вертикальная шкала представляет собой логарифм времени до разрушения, а горизонтальная шкала представляет собой соответствующее абсолютное значение температуры [см. типовой график оценки срока службы в API TR 6J1 (рисунок 1)]. В качестве альтернативы, время до разрушения при температуре в условиях эксплуатации также можно рассчитать с использованием соответствующих математических уравнений.

При проведении ускоренных испытаний при повышенных температурах и/или давлении необходимо предпринимать определенные меры предосторожности. Необходимо экспериментальная проверка

неизменности механизма разрушения (и энергии активации) при повышенных значениях температуры и давления. Необходимо выявлять газовую диффузию через эластомерные уплотнения, имеющую место при ускоренных темпах, учитываемую в качестве критерия разрушения. Допустимо проведение испытаний неметаллических материалов с известными эксплуатационными характеристиками в качестве объекта для сравнения; см. испытания уровня 2. Неподвижные флюиды или газы могут дать улучшенную или ухудшенную оценку срока службы, по сравнению с периодически обновляемыми флюидами.

Примеры приемлемых промышленных процедур с использованием методологии старения Аррениуса, включают:

- API TR 6J1 [35];
- ASTM D3045 [23];
- ASTM D2990 [22];
- NORSOKM-710 [40];
- UL 746B [42].

Испытания на старение и оценку срока службы эластомерных материалов необходимо проводить в соответствии с API TR 6J1 (раздел 5 и рисунок 2), или NORSOK M710 (разделы 7.1, 7.2 и приложение А). Результаты необходимо документировать в соответствии с NORSOK M710 (разделы 6 и 7.2.2). Необходимо использовать образец, аналогичный кольцевому уплотнению номер 325, ID 37,47 мм, (1,475 дюйма), высотой 5,33 мм (0,210 дюйма) [43].

Испытания на старение и оценку срока службы термопластичных материалов необходимо проводить в соответствии с NORSOK M710 (разделы 8.1, 8.2 и приложение С). Результаты необходимо документировать в соответствии с NORSOK M710 (разделы 6 и 8.2.2). Необходимо использовать образец, аналогичный кольцевому уплотнению номер 325, ID 37,47 мм (1,475 дюйма), высотой 5,33 мм (0,210 дюйма) [43].

Ж.4.2 Испытание на быстрое падение давления газа

Испытание на быстрое падение давления газа необходимо проводить в соответствии с Norsok M710 (раздел 7.3 и приложение В). Результаты необходимо документировать в соответствии с Norsok M710 (разделы 6 и 7.3.2). Необходимо использовать образец, аналогичный кольцевому уплотнению номер 325, ID 37,47 мм (1,475 дюйма), высотой 5,33 мм (0,210 дюйма) [43].

Приложение К

(справочное)

Проектирование и испытания подъемного оборудования

К.1 Общие положения

Данное приложение устанавливает общие требования к проектированию, испытаниям и техническому обслуживанию подъемного оборудования и проушин (включая узлы подъемных проушин) входящих в область распространения данного стандарта и используемых для подъемных и погрузочно-разгрузочных элементов оборудования. Необходимо также соблюдение положений ИСО 10423 и DNV 2.7-1 с учетом принципов расчета конструкции, несмотря на применимость DNV 2.7-1 только к сеткам и контейнерам, а не непосредственно ко всему оборудованию. В данном приложении используется минимальный коэффициент безопасности 5 для одной точки подъема или 3 при использовании двух или более точек подъема и максимальный угол 45° . Значения допустимых напряжений и коэффициентов безопасности в настоящем приложении основаны на 85 % предела текучести материала.

Общие принципы проектирования подъемных устройств см. также ИСО 13628-1 (приложение К).

К.2 Общие положения проектирования

К.2.1 Общие положения

Подъемные проушины с точки зрения проектирования и испытаний разделяются на две категории: стационарное подъемное оборудование и периодически используемое подъемное оборудование. Требования к проектированию и испытаниям периодически используемого подъемного оборудования более жесткие, поскольку это оборудование работает в циклическом режиме подъемных операций в период эксплуатации.

К.2.2 Материалы

К.2.2.1 Пластичность

Основные элементы и точки подъема (подъемные проушины) подъемного оборудования необходимо изготавливать из материалов, имеющих достаточную пластичность по отношению к постоянной деформации до потери способности выдерживать нагрузки при температурах, при которых будет использоваться оборудование.

К.2.2.2 Сертификация и контроль

Основные элементы подъемного оборудования по траектории действия нагрузок и в точках подъема (подъемные проушины) должны проходить сертификацию и NDE в соответствии с 5.4.4.

К.2.2.3 Коррозия

В случае выполнения подъемных операций после длительного воздействия агрессивной окружающей среды и после возможного повреждения защитных систем, необходимо учитывать основные аспекты коррозии. При выявлении коррозии в результате визуального осмотра необходимо проведение повторной сертификации.

К.2.3 Заводские размеры

К.2.3.1 Общие положения

Основные размеры проушин необходимо рассчитывать в соответствии с правилами проектирования, приведенными ниже (см. рисунок К.1) и общей формой серьги.

Обзор проектных нагрузок и напряжений см. в К.3.

Допуски на изготовление для проушин приведены в таблице К.1.

Таблица К.1 – Допуски на изготовление для проушин

Размер	Описание	Допуски на изготовление, мм (дюйм)
L	Длина проушины	$\pm 0,76 (\pm 0,030)$
D_H	Диаметр отверстия	$\pm 0,38 (\pm 0,015)$
R	Минимальное расстояние от центра болтового отверстия до кромки проушины	$\pm 0,76 (\pm 0,030)$
t	Толщина проушины	$\pm 0,76 (\pm 0,030)$
h	Толщина сварного шва подъемной проушины ($h = \frac{t}{2}$ для швов с полным проплавлением)	Не требуется
H	Высота от основания до центра отверстия проушины	$\pm 0,76 (\pm 0,030)$

К.2.3.2 Болтовое отверстие проушины, D_H

Недопустимо превышение величины зазора между пальцем серьги и отверстием проушины, D_H , более 6 % от диаметра болта проушины, B , как показано в уравнении (К.1). Плотность посадки предупреждает возникновение избыточных напряжений между пальцем и отверстием. Необходимо убедиться, что 6 % зазор учитывает допуски размеров отверстия серьги, пальца и толщины покрытия пальца и отверстия проушины.

$$D_H \leq 1,06 \times B, \quad (\text{К.1})$$

Снижение разницы менее 6 % снижает диаметральный зазор, осложняя центрирование серьги и проушины для установки пальца. Для обеспечения необходимого зазора необходимо установить более жесткие требования к зазорам при изготовлении.

Отверстия под пальцы в проушинах должны высверливаться или растачиваться. Не допускается выполнение отверстия газопламенной резкой.

К.2.3.3 Толщина проушины, t

Необходимо выбирать толщину проушины, t , не менее чем 75 % от ширины захвата серьги, A , как показано в уравнении (К.2); см. DNV 2.7-1:

$$t \geq 0,75 \times A, \quad (\text{К.2})$$

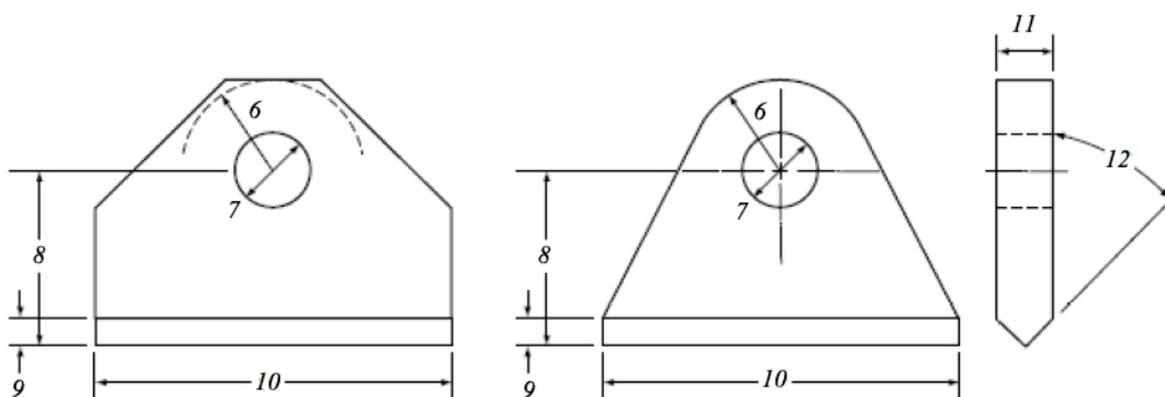
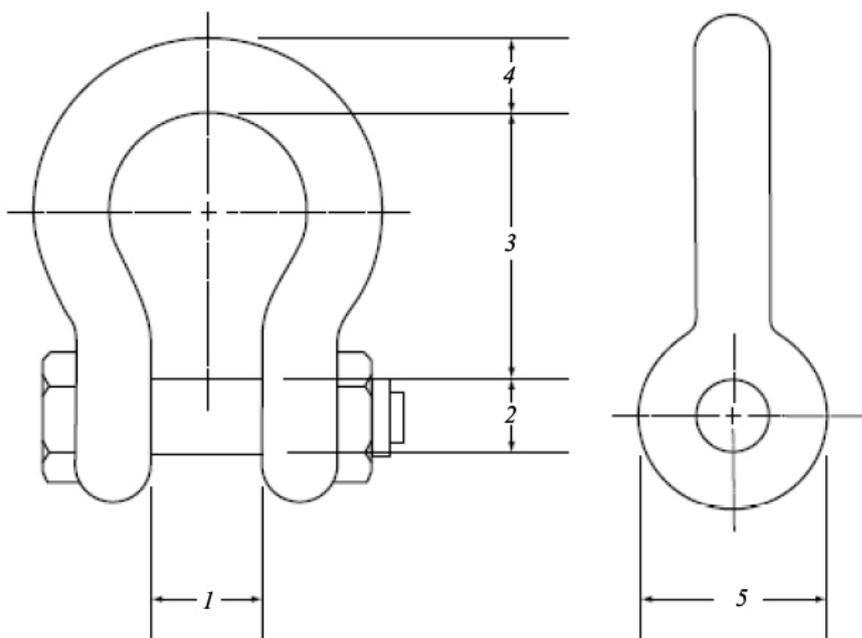
Пример – Если $A = 60,96$ мм (2,40 дюйма), тогда $t \geq 0,75 \times 60,96 = 45,72$ (0,75 \times 2,40 = 1,80 дюйма). Для недопущения избыточного зазора между проушиной и серьгой, добавить фиксирующую пластину или увеличить толщину проушины для минимизации зазора. Допустимо увеличивать толщину до «стандартной» толщины пластины 50,80 мм (2,0 дюйма).

Недопустимо увеличивать толщину проушины до 90 % ширины захвата серьги, A , для обеспечения надлежащего зазора при сопряжении серьги с проушиной, как показано в уравнении (К.3):

$$t \leq 0,90 \times A, \quad (\text{К.3})$$

Пример – Если $A = 60,96$ мм (2,40 дюйма), то $t \leq 0,90 \times 60,96 = 54,864$ мм (0,90 \times 2,40 = 2,16 дюйма). И в этом случае допустимо увеличивать толщину до «стандартной» толщины пластины 50,80 мм (2,0 дюйма).

Расчеты напряжений с учетом значения t см. в К.3.3.



1 – ширина захвата серьги *A*; 2 – диаметр пальца серьги *B*; 3 – внутренняя длина серьги *C*; 4 – толщина проушины серьги *N*; 5 – ширина фланца серьги *F*; 6 – минимальное расстояние от центра отверстия под палец до кромки проушины *R*; 7 – диаметр отверстия D_H ; 8 – расстояние от основания до центра отверстия проушины *H*; 9 – толщина сварного шва проушины, равная t/h для швов с полным проплавлением h ; 10 – длина проушины *L*; 11 – толщина проушины t ; 12 – угол скоса кромки для подготовки к сварке β ;

Рисунок К.1 – Форма и размеры серьги и проушины (без соблюдения масштаба)

К.2.3.4 Максимальный радиус проушины, R

В конструкции проушины необходимо предусмотреть свободное перемещение серьги и стропа без задевания проушины.

Как правило, радиус проушины, R , принимается равным от 1,75 до 2 диаметров отверстия проушины, D_H . Расчеты напряжений с учетом R см. *приведены* в К.3.3. При превышении рассчитанным значением напряжения срыва предусмотренного предела текучести допустимо использование значения R , обеспечивая при этом отсутствие проблем с зазором для коуша каната внутри проушины серьги. (Расчет напряжения срыва см. в К.3.3.3.2.)

Для подъемных переводных проушин изготавливаемых машинной обработкой из прутковой заготовки, ширина серьги (L) должна быть приблизительно равна упорному OD резьбового подъемного переводного профиля.

К.2.3.5 Расстояние от основания до оси отверстия под палец проушины, H , и высота сварного шва, h

Расстояние от основания проушины до оси отверстия под палец проушины должно быть достаточным для предотвращения соприкосновения захвата серьги со сварным швом.

Данное требование обеспечивается добавлением зазоров, как показано в уравнении (К.4).

$$H = \left(\frac{F_p}{2} + h \right) + C, \quad (\text{К.4})$$

где F_p – проектная нагрузка на проушину, как определено в К.3.1;

C – зазор, равный 12,7 мм (0,5 дюйма) для серьги с $F_p \leq 57\,827$ Н (13 000 фунтов); 25,4 мм (1,0 дюйм) для серьги с $F_p > 57\,827$ Н (13 000 фунтов).

Расчет напряжений с учетом высоты сварного шва, h , см. в К.3.3.

Для подъемных переводников, изготовленных из прутковой заготовки (см. рисунок К.2), H рассчитывается по уравнению (К.5):

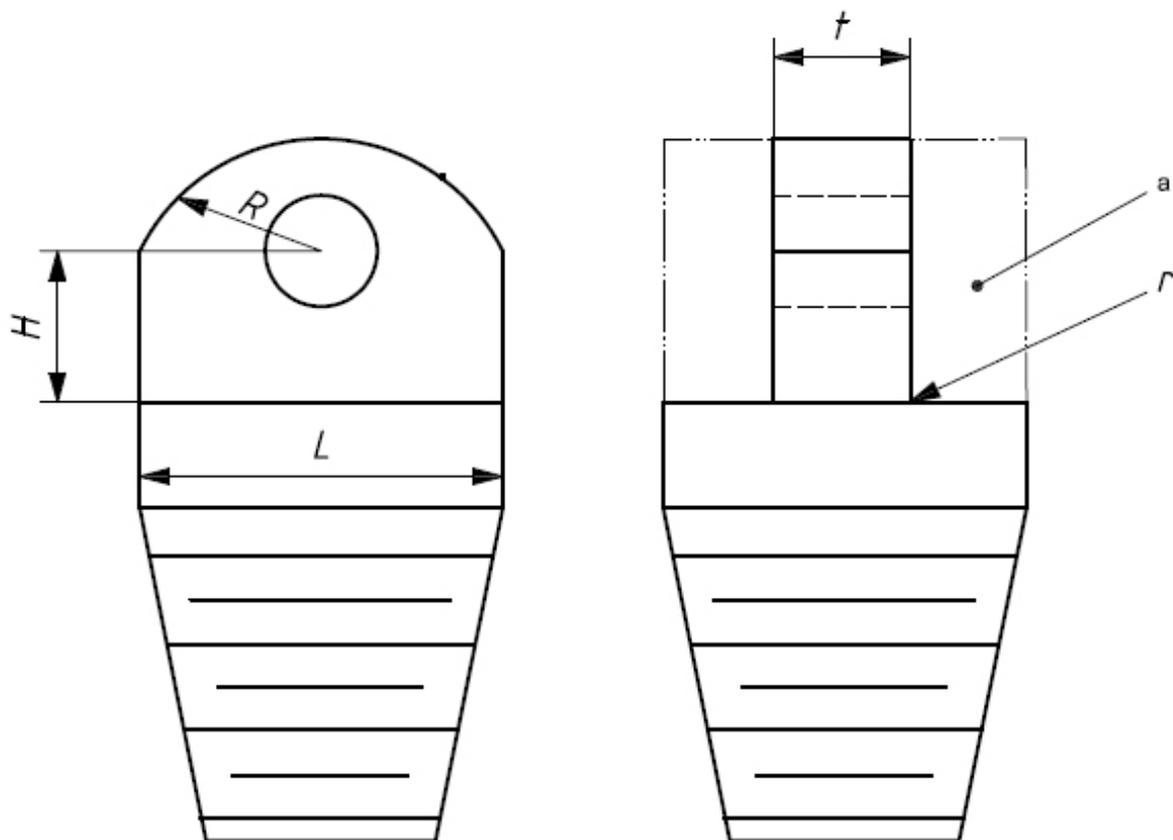
В единицах СИ:

$$H = \left(\frac{F}{2}\right) + 13,0 \text{ мм.} \quad (\text{К.5})$$

В единицах USC:

$$H = \left(\frac{F}{2}\right) + 0,5 \text{ дюйма.}$$

Размеры в миллиметрах (дюймах)



L – длина проушины; R – минимальное расстояние от центра отверстия под палец до кромки проушины; t – толщина проушины; H – высота от основания до отверстия проушины; r – радиус внутренней галтели (типовой для обеих сторон)

^a Зона материала, удаленного фрезерованием.

Рисунок К.2 – Размеры проушины для подъемного переводника (без соблюдения масштаба)

К.2.3.6 Длина проушины L

Приблизительная длина проушины рассчитывается исходя из геометрических характеристик проушины со скосами 60° по уравнению (К.6):

$$L = 2 \left[\frac{R}{\cos 30^\circ} + (H - h) \tan 30^\circ \right] \quad (\text{К.6})$$

Расчет напряжений с учетом длины проушины, L , см. в К.3.3.

К.2.4 Дополнительные проектные требования

Ниже приведены другие проектные требования:

– для сохранения целостности проушины должны выступать за границы подъемной конструкции, см. DNV 2.7-1;

– подъемные точки необходимо размещать учитывая недопущение соприкосновения стропов с подъемной конструкцией или грузом при нормальном использовании; см. DNV 2.7-1;

– для предупреждения воздействия боковых изгибающих моментов, проушины и стропы необходимо выровнять относительно точки приложения подъемной силы. Необходимо обеспечить приложение нагрузки на строп в одной плоскости с пластиной; см. DNV 2.7-1;

– в некоторых случаях система стропов и их закрепление на проушине могут поместить проушину вдоль плоскости «наименьшего» момента инерции конструкционного элемента, на котором закреплена проушина (наиболее восприимчивы конструкционные узкополочные и широкополочные двутавровые балки). Необходимо уделять особое внимание выявлению таких ослабленных ориентаций и упрочнению конструкционных балок элементами жесткости, пластинами, сдвоенными промежуточными опорами и т.п., в соответствии с конкретными условиями;

– в некоторых случаях, анкерные пластины, приваренные угловыми сварными швами, используются для заполнения пространства между проушиной и захватом серьги. Толщину данной анкерной пластины можно не учитывать при расчете срывающего напряжения;

– во время сварочных операций допустимо использование упрочняющие элементы, такие как элементы жесткости, пластины, сдвоенные промежуточные опоры и т.п., в соответствии с конкретными условиями для предупреждения деформации конструкционного элемента, на котором закреплена проушина (в случаях, когда толщина проушины более чем на 6,35 мм (0,25 дюйма) превышает размер поперечного сечения конструкционного элемента);

– при расположении проушин необходимо оставлять достаточное пространство для проведения NDE сварных швов и контрольного испытания нагружением; см. 5.3.2 и 5.4.4.

К.3 Методы проектирования и критерии

К.3.1 Конструкция стационарного оборудования для подъема

К.3.1.1 Общие положения

Стационарное оборудование поднимается во время изготовления, транспортировки и монтажа. Данное оборудование не поднимается в процессе эксплуатации.

К.3.1.2 Конструкция основных элементов несущих точек стационарного оборудования

Основные элементы ненесущих точек стационарного оборудования необходимо проектировать в соответствии с 5.3.1.6 или 5.3.1.7.

Таблица К.2 – Проектирование точек подъема для стационарного подводного оборудования

Применение	Коэффициент усиления нагрузки для учета динамических и асимметричных условий
Заводские/FAT/SIT, подъем на земле и судостроительном предприятии	1,0
Подъем в морских условиях до 15 000 кг (33 000 фунтов)	2,0 ^{a)}
Подъем в морских условиях свыше 15 000 кг (33 000 фунтов)	1,5 ^{a)}
Подводные (заполненные водой) установки	2,0 ^{b)}

^{a)} Наименее консервативный коэффициент усиления нагрузки (LAF) может использоваться на базе общепризнанных промышленных стандартов [например, DNV 2.7-1, или DNV «Правила производства морских работ (VMO)» (часть 2, глава 5)], или общепризнанных промышленных стандартов, указанных конечным заказчиком, обеспечивая, что важные нагрузки, такие как специальные условия нагружения (например, нагрузка тягового троса, ветровые нагрузки и т.п.), динамические нагрузки (например, тип емкости, такелажное оборудование и т.п.), асимметричные нагрузки (например, заводские допуски точек подъема, подъем несколькими крюками и т.п.) надлежащим образом рассчитаны и документированы, и точно установлены условия окружающей среды. В настоящей части стандарта минимальный коэффициент безопасности (S.F.) для серги и проволочного каната должен быть равен 5.

^{b)} Для погружного (подводного) подъемов, проушины и другие подъемные принадлежности/оборудование должны быть рассчитаны с минимальным коэффициентом усиления нагрузки 2,0 [см. API RP 2A-WSD (раздел 2.4.2C)]. Экстремальные гидродинамические усилия/условия или используемые размеры и типы судов могут требовать применение LAF более 2,0. За рекомендациями

обращаться к DNV «Правила производства морских работ (VMO)» (часть 2, глава 6 «Подводные операции»).

При проектировании и определении размеров точек подъема стационарного оборудования необходимо использовать следующие уравнения и пример расчета; см. также таблицу К.2.

Общую вертикальную проектную нагрузку для отдельной проушины, F_p , необходимо рассчитывать по уравнению (К.7); см. DNV 2.7-1:

$$F_p = 5 \times P \times k_{LAF}, \quad (\text{К.7})$$

где k_{LAF} – коэффициент усиления нагрузки, LAF;

P – максимальный общий вес оборудования, при перевозке и монтаже.

Для двух и более проушин, расчетную нагрузку для каждой проушины, F_p , необходимо рассчитывать по уравнению (К.8); см. DNV 2.7-1:

$$F_p = \frac{3 \times P}{(n-1) \cos \alpha} \times k_{LAF}, \quad (\text{К.8})$$

где необходимо использовать значение n в пределах не более 4 и не менее 2.

Угол отклонения от вертикали α используется при проектировании, а угол отклонения от горизонтали ($90 - \alpha$) используется при маркировке.

Пример – Для угла α , для диапазона от 0° до 45° от вертикали, максимальный угол составляет 45° (см. рисунок К.3); максимальная проектная нагрузка может быть выражена следующим образом:

$$F_p = \frac{3 \times P}{(n-1) \cos 45^\circ} \times k_{LAF}. \quad (\text{К.9})$$

Коэффициент усиления нагрузки добавлен для дополнительного повышения эксплуатационных характеристик.

К.3.2 Проектирование периодически используемого подъемного оборудования

К.3.2.1 Общие положения

Периодически используемое подъемное оборудование в течение периода эксплуатации поднимается неоднократно.

Пример – Инструмент для спуско-подъемных работ, переводники бурильной колонны, соответствующие транспортные опоры, рамы LWRP, испытательные тумбы и т.п.

К.3.2.2 Проектирование конструкции точек подъема для периодически используемого подъемного оборудования

При проектировании конструкции точек подъема для периодически используемого подъемного оборудования необходимо учитывать расчетные напряжения, составляющие не более 85 % минимального предела текучести материала проушины при проектной нагрузке, превышающей в три раза SWL оборудования для подъема с использованием более одной точки подъема или в пять раз SWL оборудования при использовании одной точки подъема.

При использовании более одной точки подъема в конструкции необходимо предусматривать, что подъем может быть выполнен с $(n - 1)$ опор, где n это число точек подъема.

При использовании более одной точки подъема в расчете необходимо принимать во внимание влияние на расчетное усилие в точке подъема угла отклонения стропа от вертикали, показанного на рисунке К.3.

Общая вертикальная проектная нагрузка для одной точки подъема, как показывает уравнение (К.10), составляет:

$$F_p = 5 \times P, \quad (\text{К.10})$$

где P – максимальный общий вес оборудования при транспортировке и монтаже.

Для двух или более точек подъема проектную нагрузку для каждой точки подъема, F_p , необходимо рассчитывать по уравнению (К.11):

$$F_p = \frac{3 \times P}{(n-1) \cos \alpha}, \quad (\text{К.11})$$

Угол отклонения от вертикали α используется при проектировании, а угол отклонения от горизонтали $(90 - \alpha)$ используется при маркировке.

Пример – Для угла α для диапазона от 0° до 45° от вертикали, максимальный угол составляет 45° (см. рисунок К.3); максимальная проектная нагрузка может быть выражена следующим образом:

$$F_p = \frac{3 \times P}{(n-1) \cos 45^\circ}. \quad (\text{К.12})$$

Примечание – Для точек подъема для периодически используемого подъемного оборудования коэффициент усиления нагрузки k_{LAF} не применяется.

К.3.2.3 Проектирование основных элементов несущих точек периодически используемого подъемного оборудования

При проектировании конструкций основных элементов по траектории приложения нагрузки необходимо учитывать расчетные напряжения, составляющие не более 85 % минимального предела текучести материала при проектной нагрузке, превышающей в 2,5 раза SWL оборудования.

Расчет конструкции по траектории приложения нагрузки выполняется по уравнению (К.13) и (К.14).

$$S_{\text{допустимое}} = 0,85 \times S_y, \quad (\text{К.13})$$

$$F_{ST} = 2,5 \times L_{SW}, \quad (\text{К.14})$$

где F_{ST} – расчетная нагрузка основного элемента,

S_y – минимальное напряжение сдвига;

L_{SW} – безопасная нагрузка оборудования.

К.3.3 Методология расчетов

К.3.3.1 Общие положения

Угол отклонения стропы α определяется, как показано на рисунке К.3.

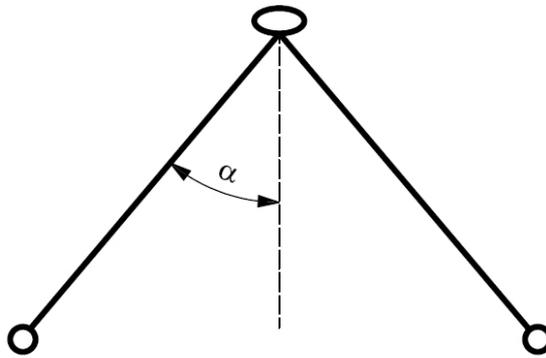


Рисунок К.3 – Графическое представление подъемного узла, показывающее угол отклонения стропа от вертикали

Для проушин подъемных переводников необходимо использовать следующие значения проектных нагрузок F_p .

Общая вертикальная расчетная нагрузка на проушину подъемного переводника F_p определяется по уравнению (К.15):

$$F_p \leq 5 \times P, \quad (\text{К.15})$$

где P – максимальная вертикальная грузоподъемность конструкции резьбы подъемного переводника при вертикальном подъеме, как правило, 80 % предела текучести формы резьбы.

К.3.3.2 Безопасная рабочая нагрузка на проушину

Безопасная рабочая нагрузка на проушину F_{SWL} рассчитывается по уравнению (К.16):

$$F_{SWL} = \frac{P}{n}, \quad (\text{К.16})$$

где P – вес оборудования плюс груз плюс оснастка;
 n – число проушин.

Изготовителю необходимо документально оформить значение безопасной рабочей нагрузки для обеспечения соответствующего контрольного испытания проушины нагрузкой.

К.3.3.3 Основа расчета размеров толщины пластины проушины, t

К.3.3.3.1 Основные положения

Нижеприведенные критерии позволяют обеспечить напряжения в «опасных точках» болтового отверстия ниже минимального заданного предела текучести; см. DNV 2.7-1.

К.3.3.3.2 Напряжение срыва

Напряжение срыва $S_{ТО}$ рассчитывается по уравнению (К.17) и неравенству (К.18):

$$S_{ТО} = \frac{3 \times F_p}{2 \times R \times t - D_H \times t}, \quad (\text{К.17})$$

$$S_{ТО} \leq S_Y, \quad (\text{К.18})$$

где R – минимальное расстояние от центра отверстия пальца серьги до кромки проушины;

F_p – проектная нагрузка проушины;

t – толщина проушины;

D_H – диаметр отверстия проушины;

S_Y – заданный предел текучести материала проушины.

Недопустимо превышение напряжением срыва $S_{ТО}$ заданного предела текучести S_Y материала проушины.

При расчете напряжения срыва не учитываются анкерные пластины.

В уравнении (К.17) цифра «3» представляет собой коэффициент концентрации напряжений для отверстия пальца серьги и применим как для отдельной точки подъема, так и для нескольких точек подъема.

Допустимо использование материала с более высоким пределом текучести в случаях превышения предела текучести материала рассчитанным значением напряжения срыва. Также допустимо значение R больше, чем 50,4 мм (2,0 дюйма), если это не приведет к проблеме с зазором для коуша каната внутри проушины серьги.

При использовании дополнительных анкерных пластин, размеры дополнительных пластин необходимо выбирать равными длине проушины L и высоте сварного шва проушины h , как минимальная толщина дополнительной пластины.

Настоящая часть стандарта требует приварки деталей с использованием сварных швов с полным проплавлением; см. также DNV 2.7-1 (раздел 3.3). В случае целостного изготовления проушины конструкции, а также передачи нагрузки непосредственно на конструкцию (см. пример на рисунке К.2) выполнение сварки с полным проплавлением для проушины не требуется.

Конфигурации сварного шва см. в ИСО 10423.

К.3.3.3.3 Напряжение сдвига в угловом сварном шве в результате действия горизонтальной составляющей силы

Параметры, используемые в уравнениях (К.19) - (К.29), основаны на классических уравнениях моделирования угловых сварных швов и рассчитываются для подтверждения необходимой прочности сварного шва для выдерживания напряжений сдвига и изгибающих напряжений.

Напряжение сдвига S_s рассчитывается по уравнению (К.19):

$$S_s = \frac{S_F}{A_w}, \quad (\text{К.19})$$

где S_F – усилие сдвига, действующее на сварной шов проушины, равное

$$F_p \times \sin(\alpha);$$

F_p – расчетная нагрузка на проушину;

α – угол отклонения стропа, как показано на рисунке К.3;

A_w – общая площадь сварного шва, равная $2 \times [0,707 \times h \times (L + t)]$;

h – размер сварного шва (с полным проплавлением), равный $0,5 \times t$;

t – толщина проушины;

L – длина проушины.

Расчет напряжения сдвига S_s может также выполняться по уравнению (К.20):

$$S_s = \frac{F_p \sin \alpha}{A_w}, \quad (\text{К.20})$$

Допустимые напряжения для стыковых и угловых сварных швов при сдвиге определяются с использованием коэффициента безопасности сварного шва при сдвиге, равном 0,577/0,40, или 1,44 (на основе энергетической теории деформаций в качестве критерия разрушения), как показано в неравенстве (К.21):

$$\left(\frac{S_Y}{S_s}\right) \geq 1,44, \quad (\text{К.21})$$

где S_Y – заданный предел текучести материала проушины и материала сварного шва.

К.3.3.3.4 Растягивающее напряжение в угловом сварном шве в результате действия вертикальной составляющей силы

Растягивающее напряжение S_T рассчитывается по уравнению (К.22)

$$S_T = \frac{T_p}{A_w}, \quad (\text{К.22})$$

где T_p – растягивающее усилие, действующее на сварной шов проушины, равно $F_p \times \cos(\alpha)$; T_p и все другие компоненты определены в К.3.3.3.3.

Расчет растягивающего напряжения, S_T , может рассчитываться также по уравнению (К.23):

$$S_T = \frac{F_p \cos \alpha}{A_w}. \quad (\text{К.23})$$

Допустимое напряжение для стыкового сварного шва при растяжении составляет $0,6 \times S_Y$, что вытекает из неравенства (К.24):

$$\frac{S_Y}{S_T} \geq 1,67. \quad (\text{К.24})$$

К.3.3.3.5 Изгибающее напряжение в результате действия горизонтальной составляющей силы

Изгибающее напряжение S_B рассчитывается по уравнению (К.25):

$$S_B = \frac{M \times y}{I_w}, \quad (\text{К.25})$$

где M – изгибающий момент, равный $F_p \times \sin(\alpha) \times H$

y – расстояние от нейтральной оси до конца сварного шва равное

$$\frac{(L + 2h)}{2};$$

I_w – момент инерции сварного шва равный $0,707 h \times I_u$;

I_u – единичный момент инерции сварного шва равный $\frac{L^2}{6}(3t + L)$;

h – размер сварного шва (с полным проплавлением), равный $0,5 \times t$.

(Техническая поправка 1 к ИСО 13628-4:2010 от 15.06.2011)

Допустимое напряжение стыкового сварного шва описано в неравенстве (К.26).

$$\left(\frac{S_Y}{S_B}\right) \geq 1,52, \quad (\text{К.26})$$

где S_Y – расчетное напряжение сдвига материала основания проушины и материала сварного шва.

К.3.3.3.6 Теория максимальных напряжений сдвига

Общее прямое вертикальное напряжение S_D является результатом наложения растягивающего и изгибающего напряжений S_T и S_B , как показано в уравнении (К.27):

$$S_D = S_B + S_T, \quad (\text{К.27})$$

Максимальное напряжение сдвига сварного шва τ_{max} в соответствии с уравнением (К.28) равно:

$$\tau_{max} = \left[\left(\frac{S_D}{2}\right)^2 + S_S^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (\text{К.28})$$

где S_S – напряжение сдвига сварного шва проушины;

S_B – изгибающее напряжение сварного шва проушины;

S_T – растягивающее напряжение сварного шва проушины.

Допустимое напряжение для стыкового и углового сварного шва на сдвиг для коэффициента безопасности сварного шва на сдвиг, равное 0,577/0,40, или 1,44 (энергетическая теория деформаций как критерий разрушения) показано в неравенстве (К.29):

$$\left(\frac{S_Y}{\tau}\right) \geq 1,44, \quad (\text{К.29})$$

где S_Y – расчетное напряжение сдвига материала основания проушины и материала сварного шва.

К.4 Испытание подъемного оборудования

К.4.1 Испытания основных элементов стационарного оборудования

Стационарное оборудование необходимо испытывать при 1 SWL (испытание нагрузкой при подъеме): испытание таких конструкций под нагрузкой, превышающей их SWL, не требуется. Замена испытаний расчетами и использованием сертифицированных материалов, и выполнением объемного и поверхностного NDE основных элементов допустимо в случае невозможности проведения *испытаний*. SWL для таких элементов равна исходному весу плюс оснастка.

В случае целесообразности, магнитопорошковую дефектоскопию (МРЕ) или контроль методом проникающих жидкостей (LP) необходимо проводить на основных элементах по траектории действия нагрузки и сварных швах проушины после испытания под нагрузкой в дополнение к NDE, проводимым в процессе изготовления. До проведения испытаний под нагрузкой и завершения МРЕ/LP контроля недопустимо нанесение покрытия на основные элементы по траектории действия нагрузки и сварные швы проушины.

К.4.2 Испытания основных элементов периодически используемого подъемного оборудования

Полную траекторию действия нагрузок для периодически используемого подъемного оборудования необходимо испытывать при 1,5 SWL. Сварные швы на подъемных устройствах должны удовлетворять требованиям, указанным в 5.3.2 и 5.4.3. Сварные швы точек подъема и основных элементов по траектории действия нагрузок должны рассматриваться как «критические сварные швы».

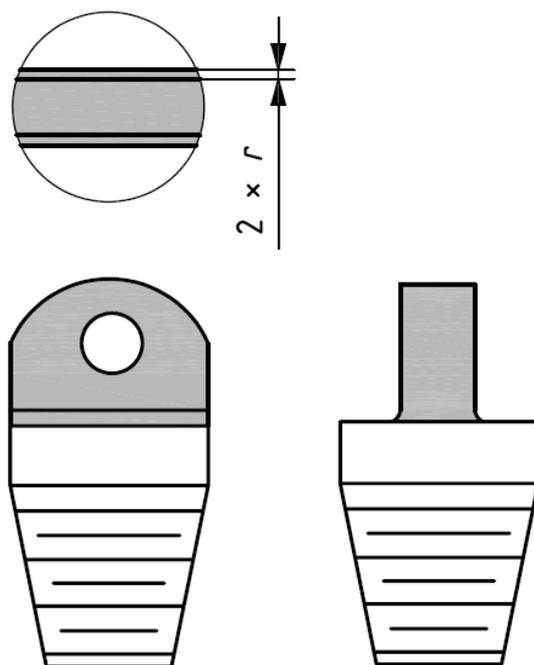
Контроль методом МРЕ/ЛР необходимо проводить на конструкционных сварных швах по основной траектории действия нагрузки после контрольного испытаний под нагрузкой. Покрyтия не должны наноситься на зоны сварных швов до испытаний оборудования под нагрузкой и МРЕ/ЛР контроля.

К.4.3 Испытания точек подъема

К.4.3.1 Испытания штампованных точек подъема

Штампованные и расточенные точки подъема выполняются заодно с основными конструкционными элементами подъемного/поднимаемого оборудования. Данные точки подъема не привариваются к подъемному/поднятому оборудованию и не требуют дополнительных испытаний, поскольку они изготовлены из штампованного материала, качество которого выше качества сборных точек подъема.

Штампованные и расточенные проушины не требуют дополнительных испытаний под нагрузкой после испытаний основных элементов. МРЕ/ЛР контроль должен проводиться для проушин в зонах срыва после испытаний конструкции под нагрузкой.



Примечание—Зона срыва для проведения контроля выделена серым цветом, где r является радиусом сварного шва в основании проушины.

Рисунок К.4 – Зона NDE на штампованных проушинах

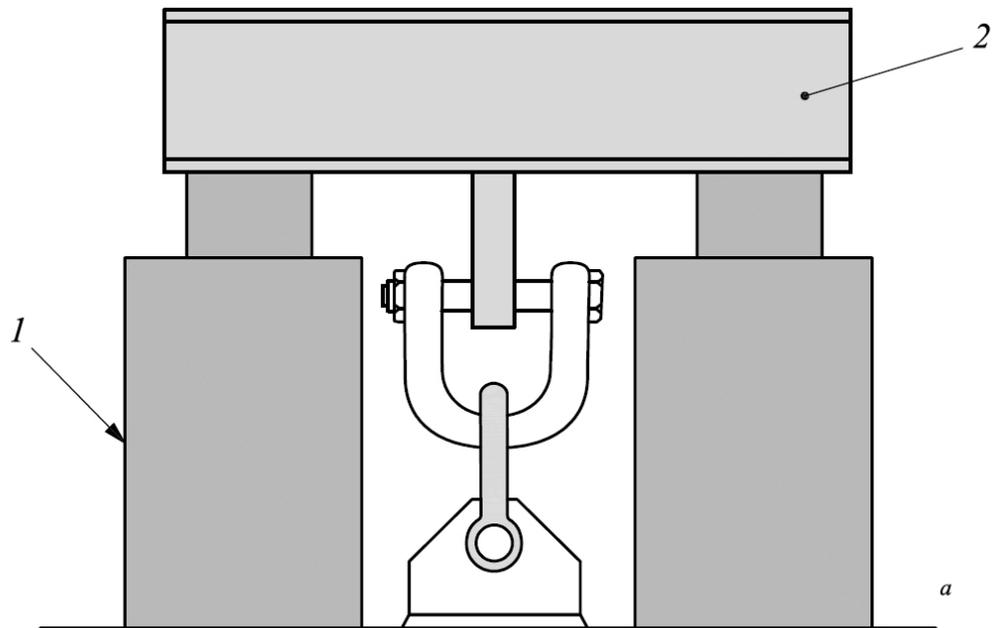
Недопустимо нанесение покрытия на зоны срыва до успешного завершения испытаний под нагрузкой и контроля магнитопорошковым методом.

К.4.3.2 Испытания сборных точек подъема

Сборные точки подъема привариваются к основным элементам подъемного/поднимаемого оборудования или изготавливаются из пластины. Как правило, сборные точки подъема используются на подъемных рамах. Для подтверждения прочности проушины достаточной для предотвращения срыва, а также прочности достаточной для не разрушения сварного шва необходимо проведение дополнительных испытаний вследствие изготовления точки подъема из серийной пластины либо приварки ее к корпусу.

Сборные точки подъема должны испытываться локально под 2,5-кратной нагрузкой от SWL конкретной точки подъема. Это испытание

предназначено для проверки точки подъема на отрыв и испытания сварного шва. На рисунке К.5 показана конфигурация для локализованных испытаний точек подъема.



1 – гидравлический или механический силовой цилиндр; 2 – узкополочная двутавровая балка с опорой проушины

^а Зону вокруг подъемной проушины следует рассчитать с учетом необходимого зазора и конструкции опоры для испытания на вертикальное растяжение.

Рисунок К.5 – Локализованное испытание сборных подъемных проушин

Контроль МРЕ/LP должен выполняться на сварных швах точек подъема и зонах отрыва после локализованного испытания под нагрузкой, как показано на рисунке К.5; это испытание является дополнительным к испытаниям, проводимым при изготовлении. На рисунке К.6 серым цветом показаны зоны для проведения NDE после локализованного испытания проушин под нагрузкой.

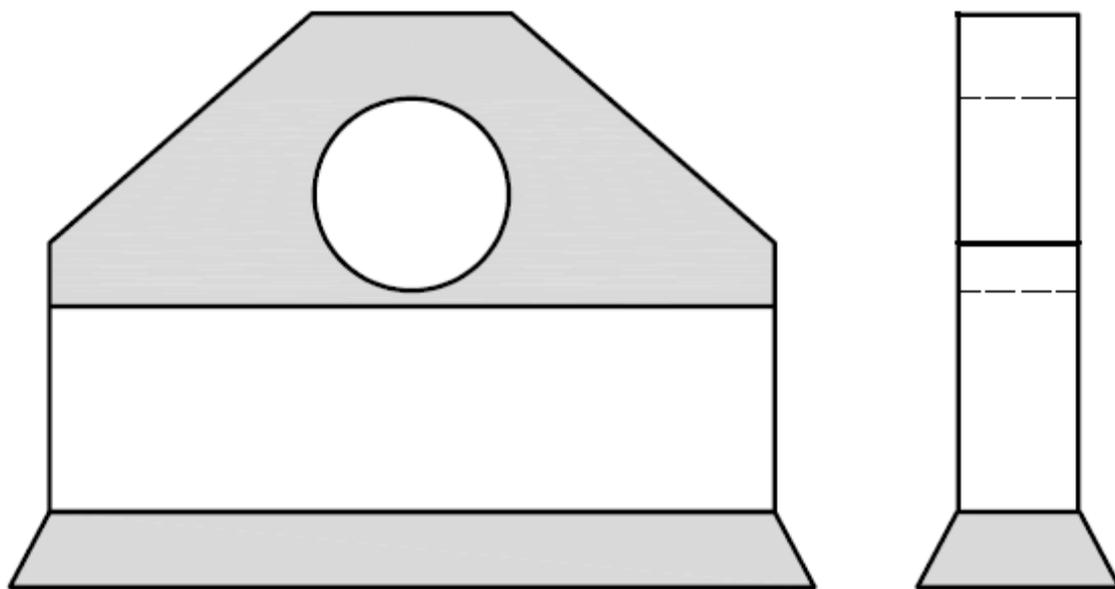


Рисунок К.6 – Зоны NDE на сборных проушинах

В зонах сварных швов и зонах срыва до завершения испытаний под нагрузкой и MPE/LP контроля недопустимо нанесение покрытий.

К.5 Техническое обслуживание подъемного оборудования

К.5.1 Техническое обслуживание подъемного оборудования периодического использования

Точки подъема и основные элементы должны ежегодно проходить контроль со стороны компетентных органов/квалифицированных специалистов. Квалифицированные специалисты – это специалисты, располагающие необходимыми знаниями, опытом и подготовкой/сертификацией для выполнения контроля подъемного оборудования. NDE необходимо проводить в соответствии с DNV 2.7-1.

По завершении контроля инспектор готовит сертификат подъемного оборудования. В случае необходимости, инспектор может потребовать проведение испытания на растяжение и NDE. Перед проведением испытания на растяжение или NDE необходимо удалить покрытие. Необходимо подготовить приспособления для конкретной конструкции точки подъема с

целью обеспечения возможности выполнения регулярного контроля и испытания на растяжение/NDE.

К.5.2 Техническое обслуживание стационарного подъемного оборудования

Для стационарного оборудования отсутствуют требования по регулярным испытаниям и техническому обслуживанию проушин, поскольку доступ к оборудованию для проведения таких операций затруднен. При извлечении оборудования, установленного с использованием существующих точек подъема и конструкций, необходимо использовать проверенные на практике инженерные решения.

Приложение L

(справочное)

Руководство по гипербарическим испытаниям

Проведение гипербарических испытаний (испытания внешним давлением) для валидации эксплуатационных характеристик в условиях эксплуатации (глубины воды) необходимо проводить для подводного оборудования, указанного в таблице L.1. Давление гипербарического испытания необходимо выбирать в зависимости от максимальной расчетной глубины воды, указанной изготовителем для оборудования. По соглашению между изготовителем и заказчиком температуру среды во время испытания при гипербарическом испытании необходимо поддерживать на уровне $4\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($40\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 10\text{ }^{\circ}\text{F}$).

Для статических компонентов функциональные циклы, указанные в таблице L.1, необходимо организовать как циклы изменения внутреннего давления от расчетного рабочего давления до полного сброса (атмосферного давления), постоянно подвергая наружному гипербарическому давлению.

Для оборудования с подвижными деталями функциональные циклы, указанные в таблице L.1, необходимо предусматривать как динамические рабочие циклы (см. 5.1.7.7), обеспечивая полный рабочий ход оборудования. Для клапанов и дросселей цикл необходимо начинать с полностью закрытого положения, прикладывая дифференциальное давление в канале RWP, затем открывать при дифференциальном давлении и выполнять ход до полностью открытого положения со сбросом давления в канале до атмосферного. Указанное число циклов необходимо выполнять при постоянном воздействии на оборудование наружного гипербарического давления.

Во время функциональных гипербарических циклов, недопустимы утечки, превышающие значения, указанные в ИСО 10423, (приложение F)

для PR2. Отдельное внутреннее приемочное гидростатическое испытание (см. 5.4) необходимо выполнить после завершения гипербарических функциональных циклов и снижения гипербарического давления до уровня атмосферного давления. Необходимо проводить выдержку в течение не менее 15 мин. Утечки не должны превышать критерии приемки, указанные в ИСО 10423 (приложение F) для PR2 на протяжении времени выдержки.

По согласованию между изготовителем и покупателем Допустимо проведение циклических функциональных гипербарических испытаний, по согласованию между изготовителем и заказчиком, в дополнение к ресурсным испытаниям и испытаниям при циклическом изменении температуры, как определено в ИСО 10423 (приложение F), для PR2.

Пример - Блок клапана и приводного механизма может пройти всего 400 функциональных циклов, из которых 200 будут гипербарическими, как описано в настоящем приложении, и 200 – как описано в ИСО 10423(приложение F), PR2, включая 20 циклов при максимальной рабочей температуре и минимальной рабочей температуре.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ – в гипербарической испытательной камере должны обязательно использоваться средства контроля и сброса давления, недопускающие превышения расчетного рабочего давления. Если внутреннее приложенное давление (давление в проходном канале) или давление, приложенное к приводным механизмам может превысить расчетное рабочее давление в испытательной камере, предохранительная система должна быть установлена и быть в состоянии немедленно сбросить приложенное давление и давление в камере в случае возникновения утечек из испытываемого оборудования. Число соединений под давлением внутри камеры должно быть минимальным и соединения перед установкой в камере должны быть проверены.

Таблица L.1 – Рекомендации по проведению гипербарических испытаний

Компонент	Число рабочих циклов при гипербарическом давлении
Металлические уплотнения (контактирующие со скважинным пространством при эксплуатации)	200 ^{b)}
Металлические уплотнения (не контактирующие со скважинным пространством при эксплуатации)	3 ^{b)}
Неметаллические уплотнения (контактирующие со скважинным пространством при эксплуатации)	200 ^{b)}
Неметаллические уплотнения (не контактирующие со скважинным пространством при эксплуатации)	3 ^{b)}
ОЕС	—
Соединители устья скважины, устьевого елки, головки НКТ	—
Соединители оборудования для ремонта/проведения работ в скважине	—
Головки НКТ	—
Клапаны	200
Приводные механизмы клапанов	200
Соединители колпака устьевого елки	—
Соединители выкидной линии	—
Подводные дроссели	200
Приводные механизмы подводных дросселей	200
Трубодержатели обсадной колонны подводного устья скважины	—

Уплотнительные узлы кольцевого пространства подводного устья скважины (включая аварийные уплотнительные узлы)	–
Подводные трубодержатели НКТ, внутренние колпаки устьевого елки НХТ и устьевые заглушки	–
Тарельчатые клапаны, циркуляционные клапаны и запорные клапаны	200
Донные головки НКТ	–
Донное устьевое оборудование, трубодержатели обсадных труб, трубодержатели НКТ	–
Оборудование для спуска ^{a)}	–
^{a)} Подводное оборудование для спуска устьевого арматуры не включено. ^{b)} Применимо, если непосредственно подвергается воздействию гипербарических условий при эксплуатации.	

Приложение М

(справочное)

Руководство по закупке

М.1 Общие положения

Данное приложение содержит рекомендации по заказу и поставкам оборудования, входящего в область распространения настоящей части стандарта. Приложение М справочное; однако заказчики могут, по соглашению между заинтересованными сторонами, рассматривать положения как требования или рекомендации. В частности, касательно определения УТТ.

М.2 Типовые конфигурации устьевого оборудования и елки

Примеры типовых конфигураций устьевого оборудования и елок приведены в приложениях А – F.

М.3 Уровень технических требований

УТТ определены в 5.2 и 5.3, и в ИСО10423. УТТ применяются к деталям, работающим под давлением и регулирующим давление, а также к оборудованию в сборе, как определено в настоящей части стандарта. За определение УТТ несет ответственность заказчик. Выбор УТТ зависит от категории оборудования, основное либо дублирующее, в соответствии с ИСО 10423. Для настоящего стандарта основное оборудование должно включать, как минимум, трубную головку/корпус высокого давления, два первых приводных клапана (коренной и/или боковой) после трубодержателя НКТ, нижний соединитель устьевого елки и любые другие клапаны выкидной линии или изолирующие клапаны, непосредственно сообщаемые с потоком из ствола скважины до второго приводного клапана.

Далее следуют рекомендации по выбору, обобщенные в дереве решений на рисунке М.1.

– УТТ 2: рекомендуется для обычных (при отсутствии сернистых соединений) условий при рабочем давлении 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²) и ниже. Рекомендуется для дублирующего оборудования при рабочем давлении 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) и ниже;

– УТТ 3: рекомендуется для основного оборудования в присутствии сернистых соединений, для рабочих давлений, и для обычных условий при давлении выше 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм²). Рекомендуется для основного и дублирующего оборудования в обычных условиях или в присутствии сернистых соединений, для давлений, превышающих 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²) или для максимальных температур выше 121 °С (250 °F).

К другим условиям, влияющим на выбор заказчиком УТТ 3 вместо УТТ 2, относятся: глубина воды, состав удерживаемого или нагнетаемого флюида, инфраструктура промысла, сложность проведения работ на скважине, приемлемая степень риска, чувствительность окружающей среды и срок эксплуатации месторождения.

– УТТ 3G: те же рекомендации, что и для УТТ 3, с дополнительными условиями для газодобывающих скважин, скважин с высоким газонефтяным отношением или при нагнетании газа.

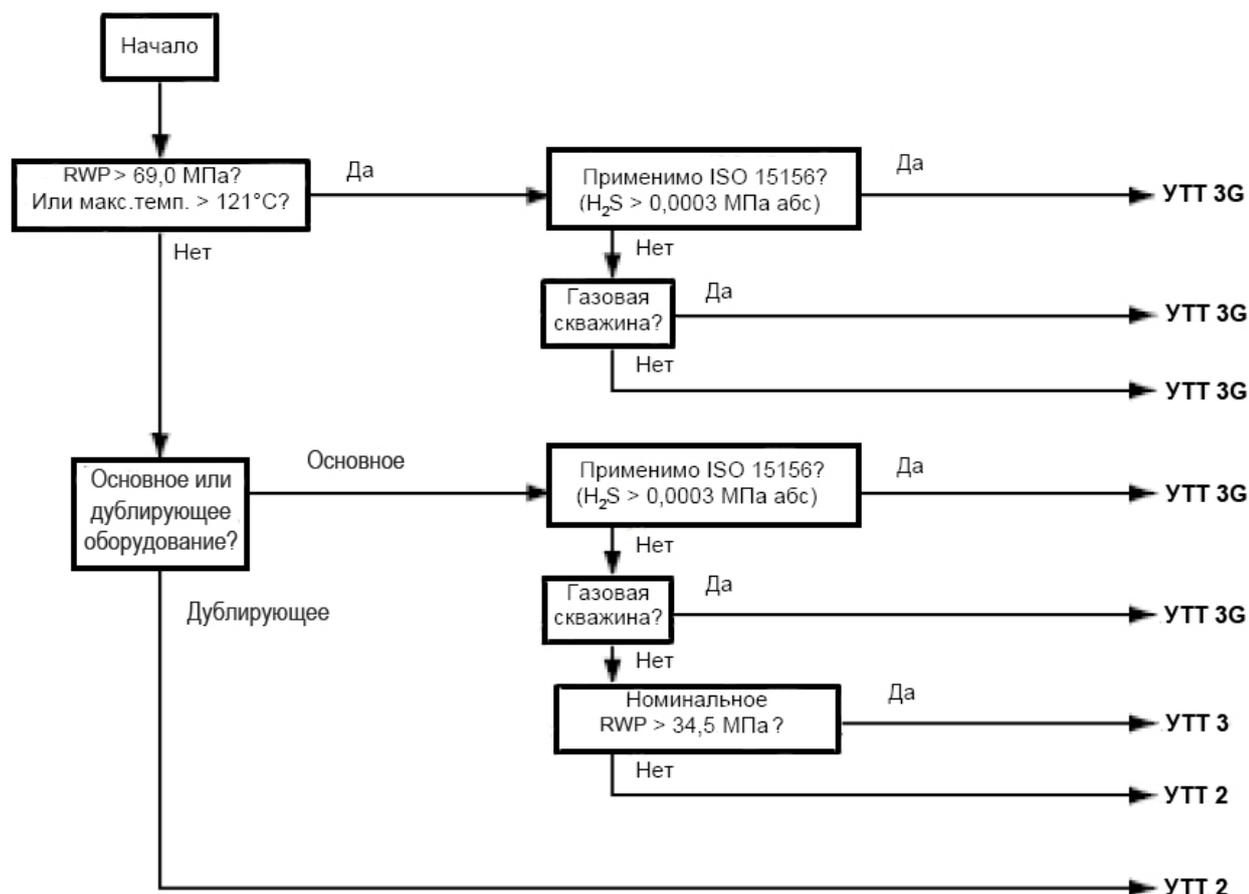


Рисунок М.1 – Дерево принятия решений по УТТ для подводного оборудования

М.4 Класс материала

Требования к классу изготовления материала определены в ИСО 10423 и в таблице 1. Класс материала должен быть определен заказчиком с учетом различных факторов окружающей среды и производственных параметров, перечисленных ниже:

- а) давление;
- б) температура;
- в) состав добываемого или нагнетаемого флюида, в частности H_2S , CO_2 и хлориды;
- г) рН водной фазы или минерализованного раствора;
- д) воздействие соленой воды во время установки и эксплуатации;

- f) использование ингибиторов образования твердых отложений, парафина, коррозии или по другим причинам;
- g) возможность кислотной обработки и концентрация кислотных растворов;
- h) планируемые темпы добычи;
- i) вынос песка и другие потенциальные источники эрозии;
- j) планируемый срок эксплуатации;
- к) планируемые операции, влияющие на давление, температуру или состав флюида;
- l) анализ рисков.

Коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением (SCC), коррозионная эрозия и сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (SSC) определяются взаимодействием факторов окружающей среды и производственными параметрами. На коррозионную активность флюида могут оказывать влияние также и другие факторы, не включенные в список.

Заказчик должен определить необходимость соответствия материалов требованиям ИСО 15156 (все части) для серосодержащей среды. ИСО 15156 (все части) содержит требования к металлическим материалам для предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением в окружающих условиях, определенных ИСО 15156, и не рассматривает другие аспекты коррозионной стойкости. Должны учитываться также парциальное давление двуокиси углерода, связанное с коррозией, как показано в таблице 1.

Примечание –В контексте настоящего положения NACE MR0175 является эквивалентом ИСО 15156 (все части).

М.5 Спецификации

М.5.1 Общие положения

М.5 содержит рекомендуемые спецификации, используемые для заказа и закупки подводного устьевого оборудования и оборудования подводной устьевой елки.

Примечание – Интерактивные электронные формы могут быть открыты щелчком мыши, где указано, непосредственно под названием подраздела.

Спецификации предназначены для выполнения трех функций:

- а) помочь заказчику в выборе решения при покупке;
- б) помочь заказчику в формулировании специальных потребностей и требований, а также информации об условиях на скважине, необходимых для учета изготовителем при проектировании и изготовлении оборудования;
- с) упростить представление информации о потребностях заказчика, относительно параметров и/или возможностей поставщика, для однозначного их понимания.

Спецификации необходимо заполнять как можно точнее. Необходимо использовать типовые конфигурации для выбора типового оборудования. Дерево решений, представленное на рисунке М.1, вместе с инструкциями, представляет рекомендованную технологию выбора: какой элемент оборудования в соответствии с каким УТТ необходимо изготавливать. Копию спецификации необходимо прикладывать к заказу или запросу предложения.

Спецификации, приведенные в ИСО 10423 (приложении А) также применяются при выборе специальных компонентов устьевого оборудования.

М.5.2 Спецификация устьевого оборудования

Целью данной спецификации является сбор информации о подводной скважине для конкретного применения.

- а) Местонахождение и глубина воды

	Описание	Комментарии
Число скважин		
Идентификатор скважины		
Местонахождение скважин (скважины)	Блок: Координата X: Координата Y:	Широта: Долгота:
Глубина воды	метров (футов)	

b) Производительность коллектора и давление

		Комментарии
FWHP (на устье)	МПа (фунт/дюйм ²)	
FWHT	°C (°F)	
SIWP	МПа (фунт/дюйм ²)	

c) Климатические данные

	Описание	Комментарии
Профиль скоростей течения по глубине воды	Глубина воды м (фут) Скорость м/с (фут/с)	
Направление течения	<input type="checkbox"/> По направлению волн <input type="checkbox"/> Другое (указать):	

Характерная и максимальная высота волны	H_s : м (фут)	
	H_{max} : м (фут)	
Период волны	T_p : с	
Спектр волнения моря	<input type="checkbox"/> Jonswarp	
	<input type="checkbox"/> Pierson – Moskowitz	
	<input type="checkbox"/> Другое (указать):	

d) Программа бурения

Тип бурового судна	Программа заканчивания скважины
<input type="checkbox"/> Самоподъемная буровая установка <input type="checkbox"/> Заякоренная полупогружная платформа <input type="checkbox"/> Полупогружная DP <input type="checkbox"/> Заякоренное буровое судно <input type="checkbox"/> Буровое судно DP <input type="checkbox"/> Легкое судно для работ в скважине Другое (указать):	<input type="checkbox"/> Бурение и заканчивание <input type="checkbox"/> Бурение, временное оставление и заканчивание <input type="checkbox"/> Заканчивание ранее пробуренной скважины Другое (указать):

e) Сопряжение устьевого оборудования

	База	Опции
Тип устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> донное подвесное <input type="checkbox"/> подводное	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Размер устьевого	<input type="checkbox"/> 18-3/4"	<input type="checkbox"/> 16-3/4"

оборудования		<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Номинальное рабочее давление устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> 69,05 МПа (10 000 фунт/дюйм ²) <input type="checkbox"/> 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм ²)	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Система циркуляции при небольшой глубине воды	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да. Указать размер 1-й технологической обсадной колонны:
Жесткое крепление/ Предварительно нагруженный кожух высокого давления	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да
Направление	<input type="checkbox"/> Направляющие канаты (GL)	<input type="checkbox"/> Без направляющих канатов (GLL) <input type="checkbox"/> С раструбом вверх (GLL) <input type="checkbox"/> С раструбом вниз (GLL) <input type="checkbox"/> Ориентация без направляющих канатов, указать:
Установка 1-й технологической колонны	<input type="checkbox"/> Бурением, требуется TGB	<input type="checkbox"/> Другое (указать):

	<input type="checkbox"/> Гидромониторное, требуется гидромониторное оборудование <input type="checkbox"/> Инструмент для бурения ниже башмака обсадной колонны	<input type="checkbox"/> Размер (OD/стенка), указать:
На донной опорной плите	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да, указать:
Проект крепления скважины	<input type="checkbox"/> 30"x20"x13-3/8"x9-5/8" H ₂ S: Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Число поддонных трубодержателей и/или трубодержателей хвостовиков для подвешивания в устьевом оборудовании	Указать: H ₂ S: Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/>	
Максимальное число трубодержателей, которые могут быть подвешены в устьевом оборудовании	Указать:	
Планируемая заканчивание с установкой трубодержателя НКТ	<input type="checkbox"/> В устьевом оборудовании <input type="checkbox"/> Отдельная трубная головка	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Запирающая втулка	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да

<p>трубодержателя обсадных труб</p>	<p>H₂S: Да <input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/></p>	<p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>
<p>Конфигурация верхней части устьевого оборудования</p>	<p><input type="checkbox"/> Хомутовый бугель <input type="checkbox"/> Шпindelная</p>	<p><input type="checkbox"/> Другое (указать): <input type="checkbox"/> Тип прокладки указать:</p>
<p>Размер трубодержателя эксплуатационной обсадной колонны</p>	<p><input type="checkbox"/> 9-5/8” <input type="checkbox"/> 10-3/4”</p>	<p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>
<p>Профиль резьбы трубодержателя обсадных труб</p>	<p><input type="checkbox"/> Батресс (Buttress)</p>	<p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>
<p>Проходной диаметр эксплуатационной обсадной колонны</p>	<p>Указать:</p>	
<p>Трубодержатель эксплуатационной обсадной колонны имеет поверхность уплотнения CRA на ID(для улучшения уплотнения трубодержателя НКТ)</p>	<p><input type="checkbox"/> Нет</p>	<p><input type="checkbox"/> Да</p>
<p>Расстояние от уровня морского дна до верха 1й технологической колонны или кожуха устьевого оборудования высокого давления</p>	<p><input type="checkbox"/> 3 – 4,6 м (10 – 15 футов)</p>	<p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>

Нагрузки на буровой райзер (например, нормальные, экстремальные, случайные и усталостные) и комбинации нагрузок [см. ИСО 13628-1 (п.5.6.2.2)]		
Прогнозирование гидратообразования на морском дне	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да
Отводы низкого давления	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да

f) Скважинное сопряжение

	Описание
Размер НКТ	<p>OD:</p> <p>Вес: фунтов/фут</p> <p>Группа материала:</p> <p>Тип соединения:</p> <p>Изоляция: <input type="checkbox"/> нет <input type="checkbox"/> да</p> <p>Описание изоляции, если предусмотрена:</p>

г) Требования к сроку эксплуатации

Срок эксплуатации под водой		Возможность повторного использования	
Базовый	Опциональные	Базовый	Опциональные
<input type="checkbox"/> 10 лет эксплуатации	<input type="checkbox"/> 20 лет эксплуатации <input type="checkbox"/> Другое (указать):	<input type="checkbox"/> Не предусмотрено	<input type="checkbox"/> Восстановление и повторное использование <input type="checkbox"/> Другое (указать):

h) Планируемая скважинная надставка

Тип надставки	Комментарии
Надставка до стационарной платформы	
Надставка до плавучей (или свободно закрепленной на дне) платформы	
Подводное заканчивание	

М.5.3 Спецификация подводной устьевой елки

Целью приведенных ниже спецификаций является сбор информации о конкретной подводной устьевой елке для применения.

а) Месторасположение и глубина воды

	Описание	Комментарии
Число скважин		
Идентификатор скважины	Нагнетательная Эксплуатационная Чередующийся режим	
Местонахождение	Блок:	

скважин(ы)	Координата X: Координата Y:	Широта: Долгота:
Глубина воды	метров (футов)	
Температура на дне моря	°C (°F)	

b) Общая характеристика месторождения

		Комментарии
Производительности/зоны:		
- газ	(м ³ /сут) SCFD	SCFD
- нефть или конденсат	(м ³ /сут) BPD	(м ³ /сут) BPD
- вода	(м ³ /сут) BPD	(м ³ /сут) BPD
FWHP (на устье скважины)	МПа (фунт/дюйм ²)	
FWHT	°C (°F)	
SIWP	МПа (фунт/дюйм ²)	
Одновременная добыча из нескольких продуктивных пластов	<input type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет	
Тип заканчивания	(необсаженный ствол, обсаженная скважина, гравийный фильтр, и т.п.)	
Срок эксплуатации	лет	
Точка газлифта	<input type="checkbox"/> не требуется <input type="checkbox"/> требуется, указать место:	

c) Характеристики пластового флюида

	Описание	Комментарии
Пластовое давление	МПа (фунт/дюйм ²)	
Пластовая температура	°С (°F)	
Пластовые характеристики	указать:	
Тип флюида	<input type="checkbox"/> нефть <input type="checkbox"/> газ	
Соотношение газ/нефть	м ³ /м ³ (станд.куб.фут/баррель)	
Плотность по стандарту АРІ	°АРІ	
Плотность газа		
Содержание конденсата	м ³ /м ³ (станд.куб.фут/баррель)	
H ₂ S	МПа рр (фунт/дюйм ² рр) моль %	
CO ₂	МПа рр (фунт/дюйм ² рр) моль %	
Точка помутнения	°С (°F)	
Парафин	весовой % Скорость отложения:	
Асфальтены	весовой % Давление осаждения: МПа (фунт/дюйм ²)	
Минерализация пластовой воды или концентрация растворенного NaCl	весовой % или частей на миллион	

рН пластовой воды		
Вынос песка	<p>Объем выноса песка: г/м³ (фунтов/баррель) добываемого флюида</p> <p>Размер частиц: микрон</p> <p>Тип частиц: (сглаженные, угловатые)</p>	

d) Климатические данные

	Описание	Комментарии
Профиль скоростей течения по глубине воды	Глубина воды скорость м (фут) м/с (фут/с)	
Направление течения	<input type="checkbox"/> По направлению волн <input type="checkbox"/> Другое указать:	
Характерная и максимальная высота волны	H_S : м (фут) H_{max} : м (фут)	
Период волны	T_p : с	
Спектр волнения моря	<input type="checkbox"/> Jonswap <input type="checkbox"/> Pierson – Moskowitz	

	Описание	Комментарии
	<input type="checkbox"/> Другое (указать):	

е) План судна

Тип судна для заканчивания скважины	Программа заканчивания скважины
<input type="checkbox"/> Самоподъемная буровая установка <input type="checkbox"/> Грузоподъемность крана <input type="checkbox"/> Заякоренная полупогружная платформа <input type="checkbox"/> Полупогружная DP <input type="checkbox"/> Заякоренное буровое судно <input type="checkbox"/> Буровое судно DP <input type="checkbox"/> Легкое судно для работ в скважине Другое указать:	<input type="checkbox"/> Бурение и заканчивание <input type="checkbox"/> Указать: <input type="checkbox"/> Бурение, временное оставление и заканчивание <input type="checkbox"/> Заканчивание ранее пробуренной скважины Другое указать:

ф) Скважинное сопряжение

	База	Опции
Тип устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> донное подвесное <input type="checkbox"/> подводное	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Размер устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> 18-3/4"	<input type="checkbox"/> 16-3/4" <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Номинальное рабочее давление устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> 69,05 МПа (10 000 фунт/дюйм ²) <input type="checkbox"/> 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм ²)	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
Конфигурация верхней части устьевого оборудования	<input type="checkbox"/> Хомутовый бугель <input type="checkbox"/> Шпindelный	<input type="checkbox"/> Другое (указать): <input type="checkbox"/> Тип прокладки указать:
Жесткое крепление/ Предварительно нагруженный кожух высокого давления	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да
Запирающая втулка трубодержателя обсадных труб?	<input type="checkbox"/> Нет Несущая способность, указать:	<input type="checkbox"/> Да <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Направление	<input type="checkbox"/> Направляющие канаты (GL)	<input type="checkbox"/> Без направляющих канатов (GLL) <input type="checkbox"/> С раструбом вверх (GLL) <input type="checkbox"/> С раструбом вниз (GLL)

		<input type="checkbox"/> Ориентация без направляющих канатов, указать:
На опорную плиту	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да, указать:
Трубодержатель НКТ для заканчивания скважины	<input type="checkbox"/> В устьевом оборудовании <input type="checkbox"/> Отдельная трубная головка	<input type="checkbox"/> Другое указать:
Размер трубодержателя эксплуатационной обсадной колонны	<input type="checkbox"/> 9-5/8" <input type="checkbox"/> 10-3/4"	<input type="checkbox"/> Другое указать:
Число трубодержателей, подвешенных в устьевом оборудовании	Указать:	
Проходной диаметр эксплуатационной обсадной колонны	Указать:	
Трубодержатель эксплуатационной обсадной колонны имеет поверхность уплотнения CRA на ID (для улучшения уплотнения трубодержателя НКТ)	<input type="checkbox"/> Нет	<input type="checkbox"/> Да
Расстояние от уровня морского дна до верха 1-й технологической колонны или кожуха устьевого	<input type="checkbox"/> от 3 до 4,6 м (от 10 до 15 футов)	<input type="checkbox"/> Другое (указать):

оборудования высокого давления		
Нагрузки на буровой райзер (например, нормальные, экстремальные, случайные и усталостные) и комбинации нагрузок [(см. ИСО 13628-1 (пункт 5.6.2.2)]		

g) Верхние строения, платформа и информация о промысле

	Описание	Комментарии
Местонахождение	Блок: Координата X: Координата Y:	Широта: Долгота:
Глубина воды	м (футов)	
Удаление	км (миль)	
Давление сепаратора	МПа (фунт/дюйм ²)	
Технологическая производительность	Нефть: м ³ /сут (BPD) Газ: м ³ /сут (SCFD) Вода: м ³ /сут (BPD)	
Размер конденсатной ловушки, если имеется	м ³ (баррелей)	
J-трубы: Число и размер		
I-трубы: Число и размер		
Число пересечений		

трубопроводов		
Температура воздуха на поверхности	Мин.: °C (°F) Макс.: °C (°F)	
Температура воды на поверхности	Мин.: °C (°F) Макс.: °C (°F)	
Температура на уровне дна моря	°C (°F)	

h) Скважинное сопряжение

	Описание
Размер НКТ	<p>OD:</p> <p>Вес: фунтов/фут</p> <p>Группа материала:</p> <p>Тип соединения:</p> <p>Изоляция: <input type="checkbox"/> нет <input type="checkbox"/> да</p> <p>Проходной диаметр – Специальные требования:</p> <p>Описание изоляции, если предусмотрена:</p>
Скважинный предохранительный клапан (SCSSV)	<p>Изготовитель:</p> <p>Модель:</p> <p>Размер:</p> <p>Рабочее давление:</p> <p>Необходимое управляющее давление:</p> <p>Комментарии к типу:</p>

i) Требования к сроку эксплуатации

Срок эксплуатации под водой		Возможность повторного использования	
Базовый	Опции	Базовый	Опции
<input type="checkbox"/> 20 лет эксплуатации	<input type="checkbox"/> Другое (указать):	<input type="checkbox"/> Не предусмотрено	<input type="checkbox"/> Восстановление и повторное использование Указать:

j) Требования к внутрискважинным работам

Тип работ	Планируемая периодичность (например, 1 раз в 5 лет)
Внутрискважинные работы с оборудованием на тресе	
Внутрискважинные работы с гибкими НКТ	
Внутрискважинные работы с поднятыми НКТ	
Буровой райзер-ВОР, райзер С/ВО, нагрузочная проектная база основания устьевого оборудования	

к) Выбор типа подводной устьевой елки

Тип елки	Глубина воды	Указания по установке
<input type="checkbox"/> Вертикальная елка с трубодержателем НКТ в устьевом оборудовании	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 100 м (<input type="checkbox"/> 300 футов)	<input type="checkbox"/> Выполняется водолазом или под наблюдением водолаза
<input type="checkbox"/> Вертикальная елка	<input type="checkbox"/> от 100 до <input type="checkbox"/> 300 м (от 300 до <input type="checkbox"/> 1 000 футов)	<input type="checkbox"/> Без помощи водолаза (ROV)
	<input type="checkbox"/> от 300 до <input type="checkbox"/> 915 м	

<p>с трубодержателем НКТ в трубной головке</p> <p><input type="checkbox"/> Горизонтальная</p> <p><input type="checkbox"/> Донная</p> <p>подвешенная</p>	<p>(от 1 000 до <input type="checkbox"/><input type="checkbox"/>3 000 футов)</p> <p><input type="checkbox"/> от 915 до <input type="checkbox"/>2 300 м (от 3 000 до <input type="checkbox"/><input type="checkbox"/>7 550 футов)</p> <p><input type="checkbox"/> от 2 300 м до <input type="checkbox"/>3 050 м (от 7 550 до <input type="checkbox"/>10 000 футов)</p> <p><input type="checkbox"/><input type="checkbox"/>3 050 м (<input type="checkbox"/>10 000 футов)</p>	<p><input type="checkbox"/> Направляющие канаты (GL)</p> <p><input type="checkbox"/> Без направляющих канатов (GLL)</p> <p><input type="checkbox"/> С раструбом вверх (GLL)</p> <p><input type="checkbox"/> С раструбом вниз (GLL)</p> <p><input type="checkbox"/> Ориентация без направляющих канатов, указать:</p>
---	---	--

i) Размещение елки

База	Опции
<p><input type="checkbox"/> Автономная скважина-спутник</p>	<p><input type="checkbox"/> Скважины с общей или двойной выкидной линией</p> <p><input type="checkbox"/> Манифольд кустовых скважин</p> <p><input type="checkbox"/> Скважина с донной опорной плитой для устьевого оборудования</p> <p><input type="checkbox"/> Скважина без донной опорной плиты для устьевого оборудования, но с елкой, которая совместима с применением на донной опорной плите</p>

m) Промышленные технические условия

	База	Опции
Размер эксплуатационного клапана	Диаметр эксплуатационного ствола Указать:	
Размер клапана кольцевого пространства	<input type="checkbox"/> 2"	<input type="checkbox"/> Другой (указать):
Номинальное рабочее давление	<input type="checkbox"/> 34,5 МПа (5 000 фунт/дюйм ²) <input type="checkbox"/> 69,05 МПа (10 000 фунт/дюйм ²) <input type="checkbox"/> 103,5 МПа (15 000 фунт/дюйм ²)	<input type="checkbox"/> Другое (указать):
УТТ (см. рисунок М.1 – УТТ дерево решений для подводного оборудования)	<input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 3G	
Группа материала	Указать:	
Хлориды	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 20 000 ppm	<input type="checkbox"/> от 20 000 до 50 000 ppm <input type="checkbox"/> от 50 000 до 100 000 ppm Другое, указать:

Класс температур	Указать:	Другие требования: (охлаждение Джоуля-Томпсона, температура ударной вязкости материала, и т.п.)
TFL (см. ИСО 13628-3)	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Указать требования:

п) Скважинное сопряжение

	База	Опции
Размер НКТ, OD	Указать:	
Мин. размер проходного отверстия вертикального доступа, необходимого для работ через устьевую елку	Указать:	
Материал НКТ	Указать:	
Тип, модель, размер, рабочее давление скважинного предохранительного клапана	Указать:	Описание:
Общее число управляющих линий SCSSV	<input type="checkbox"/> 1	<input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Общее число других скважинных гидравлических управляющих линий (например, для интеллектуального заканчивания скважины)	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> Другое: Указать функцию (функции):
Общее число скважинных линий нагнетания химических	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> Другое: Указать функцию

реагентов		(функции):
Общее число скважинных электрических линий	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> Другое: Указать функцию (функции):
Общее число скважинных оптических линий	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> Другое: Указать функцию (функции):

о) Устьевого трубодержатель скважинных трубопроводов для устьевого елки вертикального типа

	База	Опции
Диапазон рабочих давлений	<input type="checkbox"/> Такой же, как для елки	<input type="checkbox"/> Другой, указать:
Модель, тип, размер и диапазон давлений канатной пробки для эксплуатационного проходного канала	Указать:	
Модель, тип, размер и диапазон давлений канатной пробки для канала кольцевого пространства (если применимо)	Указать:	<input type="checkbox"/> Другое, указать: (обратный клапан, и т.д.)
Тип, размер и резьбовое соединение нижней эксплуатационной НКТ	Указать:	
Тип, размер резьбового соединения (если применимо) нижнего кольцевой канала	Указать:	<input type="checkbox"/> Изоляционный клапан Указать: <input type="checkbox"/> Другое, указать: (ловушка для пробок, открытый, и т.п.)
Мин. диаметр эксплуатационного ствола	Указать:	
Предварительные требования	Указать:	
Мин. диаметр “потока” кольцевого канала (если применимо)	<input type="checkbox"/> Трубная головка Указать:	<input type="checkbox"/> Другое, указать:

	<input type="checkbox"/> Трубодержатель НКТ Указать:	
Нижнее соединение для линии (линий) SCSSV	Указать:	
Нижнее соединение для скважинной линии (линий) химических реагентов, если применимо	Указать:	
Нижнее соединение для других скважинных гидравлических линий, если применимо	Указать:	
Нижнее соединение для электрической линии (линий)	Указать:	
Нижнее соединение для оптической линии (линий)	Указать:	

р) Устьевой трубодержатель скважинных трубопроводов для устьевой
елки горизонтального типа

	База	Опции
Диапазон рабочих давлений	<input type="checkbox"/> Такой же, как для елки	<input type="checkbox"/> Другой, указать:
Модель, тип, размер и диапазон давлений канатной пробки для эксплуатационного проходного канала	Указать:	
Тип, размер и резьбовое соединение нижней эксплуатационной НКТ	Указать:	
Мин. диаметр эксплуатационного ствола	Указать:	
Нижнее соединение для линии (линий) SCSSV	Указать:	
Нижнее соединение для скважинной линии (линий) химических реагентов, если применимо	Указать:	
Нижнее соединение для других скважинных гидравлических линий, если применимо	Указать:	
Нижнее соединение для электрических линий	Указать:	
Нижнее соединение для оптических линий	Указать:	

q) Рабочее гидравлическое давление для клапанов и дросселей

	База	Опции
Макс. управляющее давление, необходимое для управления SCSSV	Указать:	
Макс. допустимое управляющее давление, которое может быть приложено к SCSSV	Указать:	
Макс. управляющее давление, необходимое для управления клапаном или дросселем	Указать:	
Макс. допустимое управляющее давление, которое может быть приложено к приводу клапана или дросселя	Указать:	

г) Клапаны, как правило используемые в устьевых елках вертикального и горизонтального типа

Клапан	База	Размер	Давление	Оператор	Переход на ручной режим/Индикатор положения
<input type="checkbox"/> PMV	Закрыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> PWV	Закрыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> AMV	Закрыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> AWV	Закрыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> XOV	Закрыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> XOV	Открыт при отказе				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> FIV (или PSDV)	По выбору				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> CIT1	По выбору <input type="checkbox"/> w/ запорный клапан <input type="checkbox"/> w/out запорный клапан				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> CITx	По выбору <input type="checkbox"/> w/				Указать к-во

	запорный клапан <input type="checkbox"/> w/out запорный клапан				
<input type="checkbox"/> CIDx	По выбору Выбрать резервный клапан: <input type="checkbox"/> w/ запорный клапан <input type="checkbox"/> w/out запорный клапан				Указать к-во:
<input type="checkbox"/> SV1	Игольча- тый клапан			Водолаз или ROV	Без индикатора положения
<input type="checkbox"/> SVx	Игольча- тый клапан (клапаны) по выбору			Водолаз или ROV	Без индикатора положения Указать к-во:
<input type="checkbox"/> HYDx	Игольча- тый клапан (клапаны) по выбору			Водолаз или ROV	Без индикатора положения Указать к-во:
<input type="checkbox"/> TST	Игольча- тый клапан			Водолаз или ROV	Без индикатора положения

s) Клапаны, используемые только в вертикальных устьевых елках

Клапан	Базовый	Размер	Давление	Оператор	Переход на ручной режим / Индикатор положения
<input type="checkbox"/> PSV	Ручной			Водолаз или ROV	Указать к-во:
<input type="checkbox"/> ASV	Ручной			Водолаз или ROV	Указать к-во:
<input type="checkbox"/> THST	Игольчатый клапан для трубной головки по выбору			Водолаз или ROV	Без индикатора положения

t) Клапаны, используемые только в устьевых елках горизонтального типа

Клапан	Базовый	Размер	Давление	Оператор
<input type="checkbox"/> AAV	Закрит при отказе			Указать к-во:
<input type="checkbox"/> Проникающий изолирующий клапан(ы)	Игольчатый клапан		Водолаз или ROV	Без индикатора положения

u) Дроссели, установленные на устьевой елке

	База	Опции
Эксплуатационный (или нагнетательный) дроссель	<input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/> Указать Cv:	Проверить необходимые опции: <input type="checkbox"/> Гидравлич. привод <input type="checkbox"/> Электрич. привод

		<input type="checkbox"/> Привод от ROV (основной или резервный) <input type="checkbox"/> Управляемый водолазом (основной или резервный) <input type="checkbox"/> Вставной извлекаемый <input type="checkbox"/> Регулируемый, указать шаги: <input type="checkbox"/> С фиксированной диафрагмой <input type="checkbox"/> Визуальный индикатор положения <input type="checkbox"/> Электронный индикатор положения (LVDT) <input type="checkbox"/> Указать другие требования:
<p>Эксплуатационный клапан с диафрагмой (POV)</p>	<input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/> Указать Cv:	<input type="checkbox"/> Открыт при отказе (полнопроходной) <input type="checkbox"/> Закрыт при отказе (диафрагменный) <input type="checkbox"/> С приводом от ROV (основной или резервный) <input type="checkbox"/> Управляемый водолазом (основной или резервный) <input type="checkbox"/> С фиксированной диафрагмой, указать: <input type="checkbox"/> Размер клапана, указать: <input type="checkbox"/> Номинальное давление

		клапана, указать:
Газлифтный дроссель	<input type="checkbox"/> Нет <input type="checkbox"/> Указать Cv:	Проверить необходимые опции: <input type="checkbox"/> Гидравлический привод <input type="checkbox"/> Электрический привод <input type="checkbox"/> Привод от ROV (основной или резервный) <input type="checkbox"/> Управляемый водолазом (основной или резервный) <input type="checkbox"/> Вставной извлекаемый <input type="checkbox"/> Регулируемый, указать шаги: <input type="checkbox"/> С фиксированной диафрагмой <input type="checkbox"/> Визуальный индикатор положения <input type="checkbox"/> Электронный индикатор положения (LVDT) <input type="checkbox"/> Указать другие требования:

v) Методы соединения выкидных трубопроводов и внешнее нагружение

	База	Опции
Елка, обслуживаемая водолазом	<input type="checkbox"/> (17DSS) Шарнирный фланец	<input type="checkbox"/> Хомутовый бугель <input type="checkbox"/> Указать другие требования:
Елка без обслуживания водолазом	<input type="checkbox"/> Вертикальный бугель <input type="checkbox"/> Горизонтальный бугель (неподвижный)	<input type="checkbox"/> Вертикальный фланец (глухой) <input type="checkbox"/> Горизонтальный фланец (глухой) <input type="checkbox"/> Горизонтальный бугель (трубная обвязка елки перемещается для соединения) <input type="checkbox"/> Стыковочное устройство и шарнир (постоянно активный соединитель гибкой соединительной трубы) <input type="checkbox"/> Гибкий шланг (см. ИСО 13628-11) <input type="checkbox"/> Указать другие требования:
Расчетная база нагрузок выкидного трубопровода		

Защита от зацепляющих нагрузок	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Предусмотрено на соединении елки и выкидной линии <input type="checkbox"/> Предусмотрено на салазках соединения выкидной линии или манифольда <input type="checkbox"/> Предусмотрено на выкидной линии <input type="checkbox"/> Другое, указать:
Определить расчетную базу зацепляющих нагрузок		
Защита от падающих объектов	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Предусмотрено на соединении елки и выкидной линии <input type="checkbox"/> Предусмотрено на салазках соединения выкидной линии или манифольда <input type="checkbox"/> Предусмотрено на выкидной линии <input type="checkbox"/> Другое, указать:
Расчетная база нагрузок от падающих объектов		
Устранение гидратообразования на соединителе	Указать:	

w) Работа на скважине с ROV

См. ИСО 13628-8.

х) Система управления добычей

См. ИСО 13628-5 и ИСО 13628-6.

у) Датчики

	База	Опции
Забойное давление и температура (ДНРТ)	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Требуется, указать поставщика:
Эксплуатационный проходной канал устьевого елки	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Давление <input type="checkbox"/> Температура <input type="checkbox"/> Другое (указать): (перед/после дросселя, и т.п.)
Кольцевой канал устьевого елки	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Давление <input type="checkbox"/> Температура <input type="checkbox"/> Другое (указать): (перед/после дросселя, и т.п.)
Положение эксплуатационного (или нагнетательного) дросселя	<input type="checkbox"/> Не применимо	<input type="checkbox"/> Позиция, распознаваемая LVDT <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Положение газлифтного дросселя	<input type="checkbox"/> Не применимо	<input type="checkbox"/> Позиция, распознаваемая LVDT <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Датчик эрозии	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Интрузионный датчик степени износа <input type="checkbox"/> Акустический датчик песка <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Контроль песка	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Интрузионный датчик

		степени износа <input type="checkbox"/> Акустический датчик песка <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Датчик внутритрубного инструмента	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Магнитный, не интрузионный <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Расходомер	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Передача данных расходомера <input type="checkbox"/> Другое (указать):
Забойные датчики для интеллектуального заканчивания скважины	<input type="checkbox"/> Не требуется	Указать:

z) Обеспечение бесперебойного режима подачи потока

	База	Опции
Нагнетание химических реагентов в скважину	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Ингибитор коррозии: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор отложений: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор отложения парафина: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор гидратообразования: указать химический реагент, расход, точку нагнетания:

		<input type="checkbox"/> Другое (указать): тип, химический реагент, расход, точку нагнетания:
Нагнетание химических реагентов через устьевую елку	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Ингибитор коррозии: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор отложений: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор отложения парафина: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Ингибитор гидратообразования: указать химический реагент, расход, точку нагнетания: <input type="checkbox"/> Другое (указать): тип, химический реагент, расход, точку нагнетания:
Газлифт	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Требуется, указать: давление газлифта: МПа (фунт/дюйм ²) расход: м ³ /сут (станд. куб. футов/сут) газлифтный дроссель: <input type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет
Работа с применением внутритрубных приборов	<input type="checkbox"/> Не требуется	<input type="checkbox"/> Спуск/подъем внутритрубного прибора через салазки выкидной линии или манифольд, не через елку или скважинные гибкие трубные соединители <input type="checkbox"/> Спуск/подъем внутритрубного

		<p>снаряда через елку</p> <p><input type="checkbox"/> Подводный запуск внутритрубного снаряда через салазки выкидной линии или манифольд</p> <p><input type="checkbox"/> Подводный запуск внутритрубного снаряда через елку</p> <p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>
Изоляция	<input type="checkbox"/> Не требуется	<p>Проверить, что применимо:</p> <p><input type="checkbox"/> Трубные петли устьевой елки</p> <p><input type="checkbox"/> Корпуса устьевой елки под давлением</p> <p><input type="checkbox"/> Скважинные гибкие трубные соединители между устьевой елкой и салазками выкидной линии или манифольдом</p> <p><input type="checkbox"/> Манифольд</p> <p><input type="checkbox"/> Гибкие трубные соединители от манифольда до салазок выкидной линии</p> <p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>
Охлаждение изоляции	<input type="checkbox"/> Не применимо	<p><input type="checkbox"/> Охлаждение от °С (°F)</p> <p>до °С (°F)</p> <p>должно занимать не менее часов</p>
Нагревание выкидного трубопровода	<input type="checkbox"/> Не требуется	<p><input type="checkbox"/> Циркуляция горячего масла</p> <p><input type="checkbox"/> Электрообогрев</p> <p><input type="checkbox"/> Другое (указать):</p>

аа) Схема устьевой елки

Необходимо приложить схематический чертеж устьевой елки и системы выкидных трубопроводов.

Приложение ДА

(справочное)

**Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов
национальным стандартам Российской Федерации и действующим в
этом качестве межгосударственным стандартам**

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование соответствующего национального/межгосударственного стандарта
ИСО 8501-1	—	*
ИСО 10423	MOD	ГОСТ Р 51365-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования. (Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к ИСО 10423:2003.)
ИСО 10424-1	—	*
ИСО 11960	—	*
ИСО 13625	—	*
ИСО 13628-1	—	*
ИСО 13628-3	IDT	ГОСТ Р ИСО 13628-2013 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 3. Системы проходных выкидных трубопроводов (TFL)
ИСО 13628-7	IDT	ГОСТ (проект) «Нефтяная и газовая промышленность.

ГОСТ Р
(Проект, первая редакция)

		Проектирование и эксплуатация подводных эксплуатационных систем. Часть 7. Водоотделяющие системы для заканчивания/ремонта скважины»
ИСО 13628-8	—	*
ИСО 13628-9	—	*
ИСО 13533	—	*
ИСО 15156 (все части)	IDT	ГОСТ ИСО 15156-1-2012 (проект) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»
	IDT	ГОСТ ИСО 15156-2-2012 (проект) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугуна»
	IDT	ГОСТ ИСО 15156-3 (проект) «Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 3. Трещиностойкие коррозионностойкие и другие сплавы»

* Соответствующий национальный/межгосударственный стандарт отсутствует. До его утверждения рекомендуется использовать перевод на русский язык данного международного стандарта. Перевод данного международного стандарта находится в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

Примечание - В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов:

- IDT - идентичные стандарты;
- MOD - модифицированные стандарты.

Библиография

- [1] ISO 2859-1¹⁾, Sampling procedures for inspection by attributes – Part 1: Sampling schemes indexed by acceptance quality limit (AQL) for lot-by-lot inspection
- [2] ISO 3183²⁾, Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems
- [3] ISO 11961³⁾, Petroleum and natural gas industries – Steel drill pipe
- [4] ANSI/ASME B1.1, Unified Inch Screw Threads, UN and UNR Thread Form
- [5] ANSI/ASME B1.2, Gages and Gaging for Unified Inch Screw Threads
- [6] ANSI/ASME B18.2.2, Square and Hex Nuts (Inch Series)
- [7] ANSI/ISA 75.02⁴⁾, Control Valve Capacity Test Procedure
- [8] ANSI Y14.5M, Dimensioning and Tolerancing
- [9] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III: Rules for Construction of Nuclear Power Plant components
- [10] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination; Article 5: Ultrasonic examination methods for materials

¹⁾ На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р ИСО 2859-1-2007 «Статистические методы. Процедуры выборочного контроля по альтернативному признаку. Часть 1. Планы выборочного контроля последовательных партий на основе приемлемого уровня качества», идентичный международному стандарту ИСО 2859-1:1999.

²⁾ На территории Российской Федерации действует ГОСТ ISO 3183-2012 «Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия», идентичный международному стандарту ИСО 3183:2007.

³⁾ На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 54383-2011 (ИСО 11961:2008) «Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия», который является модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 11961:2008.

⁴⁾ Данный ссылочный стандарт действует в редакции ANSI/ISA 75.02.01-2008 «Control Valve Capacity Test Procedures» (ANSI/ISA 75.02.01-2008 «Процедуры испытания пропускной способности управляющего клапана»). Для однозначного соблюдения требований настоящего стандарта, рекомендуется использовать только данный ссылочный стандарт.

- [11] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII: Pressure Vessels; Division 1
- [12] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII: Pressure Vessels; Division 2: Alternative Rules
- [13] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX: Welding and Brazing Qualifications
- [14] ASTM A193/A193M, Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature or High Pressure Service and Other Special Purpose Applications
- [15] ASTM A194/194M, Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both
- [16] ASTM A307, Standard Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, 60 000 PSI Tensile Strength
- [17] ASTM A320/320M, Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for Low-Temperature Service
- [18] ASTM A370, Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products
- [19] ASTM A388, Standard Practice for Ultrasonic Examination of Steel Forgings
- [20] ASTM A453/453, Standard Specification for High-Temperature Bolting, with Expansion Coefficients Comparable to Austenitic Stainless Steels
- [21] ASTM A609/609M, Standard Practice for Castings, Carbon, Low-Alloy, and Martensitic Stainless Steel, Ultrasonic Examination Thereof
- [22] ASTM 2990, Standard Test Methods for Tensile, Compressive, and Flexural Creep and Creep-Rupture of Plastics
- [23] ASTM D3045, Standard Practice for Heat Aging of Plastics Without Load
- [24] ASTM E10, Standard Test Method for Brinell Hardness of Metallic Materials

- [25] ASTM E18, Standard Test Methods for Rockwell Hardness of Metallic Materials
- [26] ASTM E92, Standard Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials
- [27] ASTM E94, Standard Guide for Radiographic Examination
- [28] ASTM E140, Standard Hardness Conversion Tables for Metals Relationship Among Brinell Hardness, Vickers Hardness, Rockwell Hardness, Superficial Hardness, Knoop Hardness, and Scleroscope Hardness
- [29] ASTM E165, Standard Practice for Liquid Penetrant Examination for General Industry
- [30] ASTM E280, Standard Reference Radiographs for Heavy-Walled (4 1/2 to 12-in. (114 to 305-mm) Steel Castings
- [31] ASTM E428, Standard Practice for Fabrication and Control of Metal, Other than Aluminum, Reference Blocks Used in Ultrasonic Testing
- [32] ASTM E446, Standard Reference Radiographs for Steel Castings Up to 2 in. (51 mm) in Thickness
- [33] ASTM E709, Standard Guide for Magnetic Particle Testing
- [34] ASTM E747, Standard Practice for Design, Manufacture and Material Grouping Classification of Wire Image Quality Indicators (IQI) Used for Radiology
- [35] API TR 6J1, Elastomer Life Estimation Testing Procedures
- [36] ISA Handbook of Control Valves
- [37] MSS SP-55, Quality Standard for Steel Castings for Valves, Flanges and Fittings and Other Piping Components – Visual Method for Evaluation of Surface Irregularities
- [38] MIL-STD 120, Gage Inspection

- [39] NACE RP0176, Standard Recommended Practice for Corrosion Control of
- [40] Norsok M710*, Qualification of Non-Metallic Sealing Materials and Manufacturers
- [41] ASNT SNT-TC-1A, Recommended Practice No. SNT-TC-1A – Non-Destructive Testing
- [42] UL 746B, Polymeric Materials – Long Term Property Evaluations
- [43] SAE/AS 4059, Aerospace Fluid Power – Cleanliness Classification for Hydraulic Fluids
- [44] API Spec 17D, Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment
- [45] API TR 17TR3, Evaluation of the Risks and Benefits of Penetrations in Subsea Wellheads Below the BOP Stack
- [46] API RP 90, Recommended Practice for Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells
- [47] ANSI/NACE MR0175/ISO 15156, Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for Use in H₂S containing Environments in Oil and Gas Production – Part 1, Part 2, and Part 3
- [48] ANSI/AWS D1.1**, Structural Welding Code – Steel
- [49] API RP 6HT, Heat Treatment and Testing of Large Cross Section and Critical Section Components

* Данный документ будет заменен на ИСО 23936 (все части) [52].

** Данный ссылочный стандарт заменен на ANSI/AWS D1.1/D1.1M «Structural Welding Code – Steel» (ANSI/AWS D1.1/D1.1M «Нормы и правила сварки конструкций. Сталь»). Для однозначного соблюдения требований настоящего стандарта, рекомендуется использовать только данный ссылочный стандарт.

[50] ISO 10426 (all parts)*, Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing (ИСО 10426 (все части) Нефтяная и газовая промышленность. Цементы и материалы для цементирования скважин)

[51] DNV 2.7-1, Standard for Certification of Offshore Containers

[52] ISO 23936 (all parts)**, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Non-metallic materials in contact with media related to oil and gas production

* Переводы Части 1 «Технические условия» и Части 2 «Испытания скважинных цементов» находятся в Федеральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.

** Часть 1 «Термопласты» и Часть 2 «Эластомеры» опубликованы, части 3 - 5 находятся в разработке.

УДК

ОКС 75.180.10

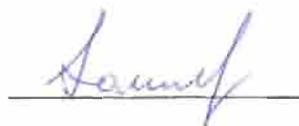
Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, системы подводной добычи, подводные устьевые елки

Руководитель организации-разработчика

ДООО ЦКБН ОАО «Газпром»

Генеральный директор,

кандидат технических наук



С.С.Толстов

Технический директор,

канд. техн. наук



С.А.Швец

Заведующий отделом

организации инжиниринговых

услуг, канд. техн. наук



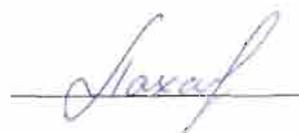
А.Г.Кичигин

Руководитель разработки:

Заведующий сектором

разработки нормативных

документов



А.В.Лахаузова