ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59305— 2021 (ИСО 13628-1:2005)

Нефтяная и газовая промышленность

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Часть 1

Общие требования и рекомендации

(ISO 13628-1:2005, MOD)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром 335» (ООО «Газпром 335») на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

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

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 3 марта 2021 г. № 112-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 13628-1:2005 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация подводных систем добычи. Часть 1. Общие требования и рекомендации» (ISO 13628-1:2005 «Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 1: General requirements and recommendations», MOD) путем внесения технических отклонений, объяснение которых приведено во введении к настоящему стандарту.

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте, приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном 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.e-ecolog.ru

© ISO, 2005 — Все права сохраняются
© Стандартинформ, оформление, 2021

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 . . . 1
3 Термины, определения и сокращения . . . 3
3.1 Термины и определения . . . 3
3.2 Сокращения . . . 3
4 Описание систем подводной добычи . . . 4
4.1 Общие положения . . . 4
4.2 Описание системы . . . 4
4.3 Соединение оборудования системы подводной добычи . . . 5
5 Проектирование . . . 6
5.1 Общие положения . . . 6
5.2 Исходные данные для проектирования . . . 6
5.3 Разработка месторождения . . . 9
5.4 Расчетные нагрузки . . . 10
5.5 Проектирование систем подводной добычи . . . 10
5.6 Подводное устье скважины . . . 13
5.7 Требования к системе подвески колонны насосно-компрессорных труб и подводной фонтанной арматуре . . . 16
5.8 Системы райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважины . . . 19
5.9 Система подвески обсадной колоны на уровне дна . . . 19
5.10 Средства управления добычей . . . 20
5.11 Выкидные линии и концевые соединения . . . 20
5.12 Донное основание и манифольд . . . 27
5.13 Добычные (эксплуатационные) райзеры . . . 32
5.14 Системы обслуживания с использованием аппаратов и инструментов с дистанционным управлением . . . 33
5.15 Цветовая окраска и маркировка . . . 33
6 Материалы и защита от коррозии . . . 34
6.1 Общие принципы . . . 34
6.2 Оценка коррозионной активности . . . 34
6.3 Контроль коррозии . . . 35
6.4 Выбор материалов . . . 37
6.5 Механические свойства и ограничения на применение материалов . . . 40
7 Изготовление и испытания . . . 41
7.1 Общие требования и рекомендации . . . 41
7.2 Требования к методике проведения испытаний . . . 41
7.3 Требования к комплексным испытаниям . . . 42
8 Требования к технологическим операциям . . . 43
8.1 Общие положения . . . 43
8.2 Транспортирование и погрузка/выгрузка . . . 43
8.3 Требования к установке . . . 43
8.4 Требования к бурению и заканчиванию . . . 44
8.5 Требования к подключению и вводу в эксплуатацию . . . 45
8.6 Требования к внутрискважинным работам . . . 49

8.7 Требования к техническому обслуживанию 50
8.8 Требования к выводу из эксплуатации. 51
9 Требования к технической документации. 52
9.1 Общие требования 52
9.2 Требования к документации на стадии проектирования и изготовления 52
9.3 Требования к документации на стадии эксплуатации и обслуживания 52
9.4 Требования к документации изготовителя и монтажной документации 53
Приложение А (справочное) Общие сведения по системам подводной добычи 54
Приложение В (справочное) Окраска и маркировка. 127
Приложение С (справочное) Комплексные испытания системы подводной добычи. 132
Приложение D (справочное) Типовые процедуры ввода в эксплуатацию 135
Приложение Е (справочное) Рабочая документация 138
Приложение F (справочное) Формы записи данных. 141
Приложение G (справочное) Конструктивные элементы, технологические клапаны и трубная обвязка 148
Приложение Н (справочное) Системное проектирование при разработке подводных месторождений 150
Приложение I (справочное) Аспекты обеспечения стабильности потока. 152
Приложение J (справочное) Стратегия управления барьерами 172
Приложение К (обязательное) Требования и рекомендации для подъемных устройств и элементов конструкции, не находящихся под давлением. 175
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте 178
Библиография 180

Введение

Разработка настоящего стандарта обусловлена отсутствием в Российской Федерации нормативных документов в сфере проектирования и эксплуатации систем подводной добычи углеводородов. Формирование комплекса стандартов систем подводной добычи углеводородов, в соответствии с основами национальной стандартизации и принципами гармонизации документов национальной системы стандартизации с международной, осуществляется на основе применения международных стандартов, отражающих передовой зарубежный опыт, лучшие мировые практики и современные методики проектирования.

Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к стандарту ИСО 13628-1:2005 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация подводных систем добычи. Часть 1. Общие требования и рекомендации», который служит обобщающим документом других частей ИСО 13628, содержащих более подробные (в некоторых областях) требования к оборудованию систем подводной добычи углеводородов. Некоторые требования, относящиеся к проектированию систем подводной добычи, материалам, конструкциям, трубной обвязке, цветовому обозначению и маркировке, подъемным устройствам, рассматриваются только в настоящем стандарте.

Положения, учитывающие особенности национальной стандартизации и специфику национальной практики в области проектирования и эксплуатации систем подводной добычи углеводородов, приведены в дополнительных структурных элементах 5.1.1—5.1.6, а также в А.7.4.2.6. Эти дополнительные положения заключены в рамки из тонких линий.

Для улучшения понимания пользователями некоторых положений настоящего стандарта, а также для учета требований российских нормативных правовых актов, нормативно-технических документов и отечественной специфики проектирования, строительства и эксплуатации систем подводной добычи углеводородов в текст внесены изменения и дополнения, выделенные курсивом.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Часть 1

Общие требования и рекомендации

Petroleum and natural gas industry. Design and operation of subsea production systems.
Part 1. General requirements and recommendations

Дата введения — 2021—08—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие технические требования и дает рекомендации по проектированию и эксплуатации систем подводной добычи углеводородов.

Настоящий стандарт распространяется на вновь проектируемые и реконструируемые системы подводной добычи углеводородов без ограничений по природно-климатическим условиям.

При проектировании, строительстве, эксплуатации систем подводной добычи углеводородов под техническим наблюдением Российского морского регистра судоходства в дополнение к требованиям настоящего стандарта следует выполнять требования [1].

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 31844 (ISO 13535:2000) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Оборудование подъемное. Общие технические требования

ГОСТ ISO 3183 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия

ГОСТ ISO 10417 Нефтяная и газовая промышленность. Системы скважинных предохранительных клапанов. Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление. Общие технические требования

ГОСТ IEC 61508-3 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению

ГОСТ Р 51365 (ИСО 10423:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 53678 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов

ГОСТ Р 53679 (ИСО 15156-1:2001) 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

Издание официальное

ГОСТ Р 54382 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования

ГОСТ Р 54483 (ИСО 19900:2002) Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования

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

ГОСТ Р 58036 (ИСО 19901-5:2016) Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Контроль нагрузки масс при проектировании и строительстве

ГОСТ Р 59299 (ИСО 13628-3:2000) Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 3. Системы проходных выкидных трубопроводов (TFL)

ГОСТ Р 59304 Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения

ГОСТ Р 59306 (ИСО 13628-10:2005) Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 10. Технические условия на гибкую трубу многослойной структуры со связующими слоями

ГОСТ Р 59309 (ИСО 13628-2:2006) Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 2. Гибкие трубные системы многослойной структуры без связующих слоев для подводного и морского применения

ГОСТ Р ИСО 8501-1 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий

ГОСТ Р ИСО 13628-4—2016 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация подводных эксплуатационных систем. Часть 4. Подводное устьевое оборудование и фонтанная арматура

ГОСТ Р МЭК 61508-1 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р МЭК 61508-2 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к системам

ГОСТ Р МЭК 61508-4 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Термины и определения

ГОСТ Р МЭК 61508-5 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности

ГОСТ Р МЭК 61508-6 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению ГОСТ Р МЭК 61508-2 и ГОСТ Р МЭК 61508-3

ГОСТ Р МЭК 61508-7 Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства

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

СП 115.13330 «СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий»

СП 378.1325800 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил) в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку. Сведения о действии сводов правил целесообразно проверять в Федеральном информационном фонде стандартов.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по *ГОСТ Р 59304*, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **барьер** (barrier): Элемент, предназначенный для предотвращения утечки добываемых или закачиваемых флюидов из находящейся под давлением части системы в окружающую среду.

3.1.2 **глубоководный участок** (deep water): Участок с глубиной воды от 610 до 1830 м.

3.1.3 ***перемычка*** *(jumper): Короткий отрезок гибкой трубы с муфтовым соединением на каждом конце.*

3.1.4 **тяговая головка** (pull-in head): Устройство, закрепляемое на конце трубопровода или шлангокабеля для его погрузки/выгрузки с судна и протяжки на морском дне.

3.1.5 **перемычка шлангокабеля** (umbilical jumper): Короткий отрезок шлангокабеля с разъемом на каждом конце, применяемый для соединения подводного оборудования.

3.1.6

углеродистая сталь *(carbon steel): Сплав железа и углерода, содержащий до 0,8 % углерода и до 0,8 % марганца, а также остаточные количества других элементов, за исключением намеренно добавляемых в определенных количествах для раскисления (обычно кремний и/или алюминий).*

[ГОСТ Р 53679—2009, пункт 3.15]

3.1.7 ***тип 316*** *(type 316): Аустенитная нержавеющая сталь UNS S31600/S31603.*

3.1.8 ***тип 6Мо*** *(type 6Mo): Аустенитная нержавеющая сталь с показателем PREN ≥ 40 и содержанием Мо ≥ 6,0 %, а также сплавы на основе никеля с содержанием молибдена от 6 до 8 %.*

Пример — Сплавы UNS S31254, N08367 и N08926.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВС — верхнее строение;

ДУИ — дистанционно управляемый инструмент;

ЗА — запорная арматура;

НКТ — насосно-компрессорная труба;

ПОК — подвеска обсадной колонны;

ППБУ — полупогружная плавучая буровая установка;

ППВО — подводное противовыбросовое оборудование;

ПФА — подводная фонтанная арматура;

СОД — средства очистки и диагностирования;

СПД — система подводной добычи;

ТНПА — телеуправляемый необитаемый подводный аппарат;

УЭЦН — установка электроприводного центробежного насоса;

AFT — задняя сторона конструкции (back side of the structure);

CRA — коррозионно-стойкий сплав (corrosion-resistant alloy);

FORE — передняя сторона конструкции (front side of the structure);

HB — твердость по Бринеллю (hardness Brinell);

HRC — шкала С твердости по Роквеллу (hardness Rockwell C);

HV — твердость по Виккерсу (hardness Vickers);

LWI — внутрискважинные работы (light well intervention);

PLET — оконечное устройство трубопровода (pipeline end termination);

PORT — левый борт конструкции (port side of the structure);

PREN — числовой эквивалент стойкости к питтинговой коррозии (pitting-resistance equivalent number);

RAL — цветовая шкала, применяемая производителями лакокрасочных покрытий (reichsausschuss fur lieferbedingungen);

STB — правый борт конструкции (starboard side of the structure);

TFL — система проходных выкидных трубопроводов (through-flowline system);

UNS — универсальная система маркировки [металлов и сплавов] (unified numbering system).

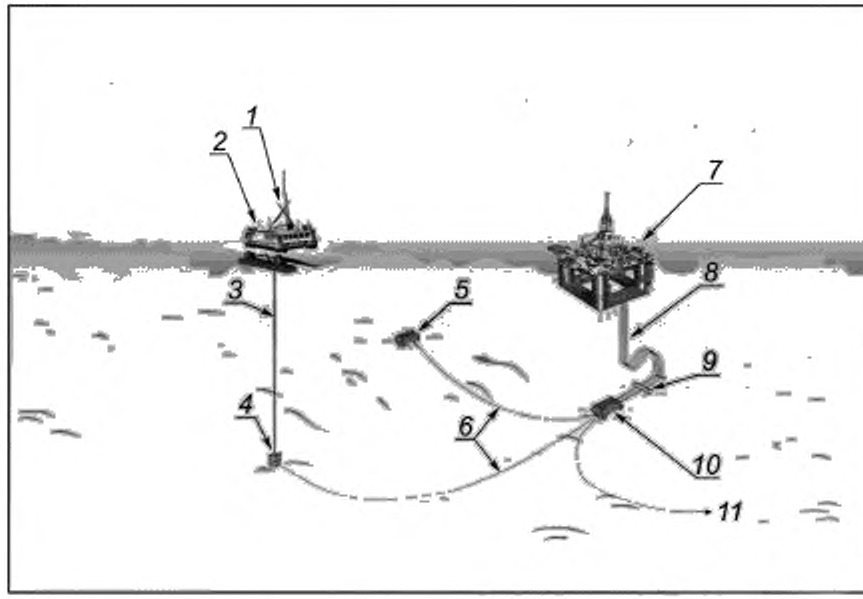
4 Описание системы подводной добычи

4.1 Общие положения

4.1.1 В настоящем разделе приведено общее описание СПД и ее основного оборудования, а также определены интерфейсы (сопряжения).

4.1.2 СПД могут включать от единичной скважины, связанной трубопроводом с морской платформой или береговыми объектами, до нескольких кустов скважин, соединенных сборным манифольдом.

4.1.3 Основное оборудование, входящее в состав СПД, показано на рисунке 1. Описание оборудования СПД приведено в приложении А.



1 — оборудование для спуска и подъема инструмента, *2* — средства управления обустройством и капитальным ремонтом скважин; *3* — райзер для заканчивания/капитального ремонта скважин и шлангокабель управления; *4* — одиночная скважина; *5* — опорная плита куста скважин, *6* — внутрипромысловые трубопроводы; *7* — система управления подводной добычей; *8* — эксплуатационный райзер, *9* — основание райзера/подводный запорный клапан; *10* — манифольд; *11* — трубопровод внешнего транспорта

Рисунок 1 — Схема расположения оборудования СПД

4.2 Описание системы

4.2.1 СПД применяются при освоении морских месторождений углеводородов. Необходимость применения СПД может определяться глубиной воды над морским месторождением, где использование стационарной платформы технически невыполнимо или экономически неэффективно.

4.2.2 Подводное оборудование может быть использовано для закачки воды или газа в целях поддержания давления в продуктивном пласте или утилизации.

4.2.3 В состав СПД могут входить следующие сооружения и технические устройства:

- донное основание для размещения оборудования;
- устьевое оборудование скважин, использующее обсадную колонну в качестве несущей конструкции;
- ПФА с клапанами управления расходом и давлением;
- система доступа в скважину, используемая при освоении, техническом обслуживании и ликвидации скважин;
- система управления добычей, предназначенная для контроля и управления режимом работы подводного оборудования;
- система шлангокабеля;
- кустовые и сборные манифольды;
- многофазные расходомеры, датчики песка и/или устройства обнаружения утечки;
- подводное технологическое оборудование, включая сепараторы и/или насосы/компрессоры;
- внутрипромысловые трубопроводы, для транспорта пластового флюида и/или закачиваемых флюидов между подводным оборудованием и базовым сооружением;
- система защиты от избыточного давления;
- один или более райзеров, предназначенные для транспортирования добываемых/закачиваемых флюидов;
- инструменты и оборудование для наладки, осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования СПД;
- подводные защитные конструкции;
- защитные маты;
- камеры для пуска и приема СОД трубопровода;
- устройства контроля давления и температуры;
- оборудование для распределения энергии;
- трубные вставки и перемычки трубопроводов;
- устройства защиты трубопроводов и перемычек (маты, каменная отсыпка, траншеи, защитные конструкции и т. д.);
- подводный запорный клапан в основании райзеров.

4.2.4 СПД включает систему соединения, обеспечивающую функциональное и физическое соединение оборудования СПД, а также ее взаимодействие со следующим оборудованием:

- внутрискважинным оборудованием (включая дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель, датчики температуры/давления, системы подачи химических реагентов), а также с прочими устройствами и оборудованием;
- технологическим оборудованием на базовом сооружении, включая оборудование контроля потока.

4.3 Соединение оборудования системы подводной добычи

4.3.1 Для исключения несовместимости технических решений, участков трубопроводов и подводного оборудования необходимо на ранней стадии проектирования определить все характеристики соединений, выработать технические решения, необходимые для соединения оборудования, с учетом рекомендуемых для использования систем соединения.

4.3.2 Местами возможных несоответствий соединений подводного оборудования могут быть следующие соединения:

- между ПФА и внутрипромысловым трубопроводом/шлангокабелем/манифольдом;
- между ПФА/подвеской НКТ и системой заканчивания скважины;
- между ПФА и райзером для капитального ремонта скважины или буровым райзером;
- между интерфейсами подводной системы управления.

4.3.3 Для каждого конкретного проекта необходимо определить возможные несоответствия в соединении оборудования и разработать техническое решение для соединения.

5 Проектирование

5.1 Общие положения

5.1.1 Проектирование СПД должно осуществляться с учетом требований [2] и СП 378.1325800.

5.1.2 Порядок создания СПД на континентальном шельфе, во внутренних морских водах и территориальном море устанавливается международными договорами РФ, Федеральными законами [3] и [4].

5.1.3 Оценка опасности природных, в том числе геофизических воздействий на СПД, должна соответствовать требованиям СП 115.13330 и входить в исходные данные для разработки проектной (рабочей) документации.

По результатам оценки следует определять требования к конструктивным и технологическим решениям, компенсирующим опасные воздействия.

5.1.4 Оборудование и технические средства СПД, в том числе изготовленные по зарубежным стандартам, следует применять при наличии технической документации изготовителя, заключения экспертизы промышленной безопасности или сертификата соответствия требованиям правил и технических регламентов, действующих в Российской Федерации.

Применение материалов и изделий, на которые отсутствуют сертификаты, технические свидетельства, паспорта и другие документы, подтверждающие их качество, не допускается.

Технические условия и спецификации должны включать: технологию производства изделия, химический состав, термическую обработку, механические свойства, контроль качества, сопроводительную документацию и маркировку.

5.1.5 Средства измерения, предусматриваемые проектной (рабочей) документацией должны соответствовать требованиям Федерального закона [5].

5.1.6 При проектировании СПД должна быть предусмотрена защита металлических конструкций и трубопроводов от коррозионного воздействия.

Защита металлических конструкций и трубопроводов от коррозии должна обеспечивать безаварийную работу СПД в течение проектного срока эксплуатации с учетом усталости применяемых материалов.

5.1.7 При проектировании СПД необходимо предусмотреть резерв мощностей и возможность развития системы, учитывая неопределенности в характеристиках месторождения углеводородов.

5.1.8 При проектировании СПД следует принимать во внимание проект разработки месторождения и стадию разработки месторождения, требования к его функционированию, проектные данные и расчетные нагрузки, определяемые местом установки подводного оборудования. Информацию следует предоставлять в исходных данных на проектирование, для этой цели могут быть использованы типовые формы, приведенные в приложении F.

5.2 Исходные данные для проектирования

5.2.1 Условия окружающей среды

5.2.1.1 Общие положения

Перечисленные ниже сведения об условиях окружающей среды требуются для проектирования площадок для установки подводного оборудования, а также трасс внутрипромысловых и морских трубопроводов.

Номенклатура данных, необходимых для проектирования и строительства морских нефтегазопромысловых сооружений, за исключением трубопроводов, должна соответствовать *СП 11-114*.

5.2.1.2 Океанографические данные

Требуется определить следующие данные:

- гидрология: глубина, прозрачность, соленость, температура, наивысшие теоретические уровни астрономического прилива и отлива, величина ветрового нагона, сезонные колебания уровня, многолетнее изменение среднего уровня, содержание кислорода, показатель pH, массовая плотность, удельная теплоемкость;

- инженерная геология: геологическое строение верхней части разреза, описание грунтов, физико-механические свойства (плотность, углы внутреннего трения, значения удельного сцепления, предел прочности на сдвиг, модуль общей деформации, коэффициент поперечного расширения и т. д.), гранулометрический состав, присутствие мелко залегающего газа, придонные гидраты;

- литология: локальные неровности, топография морского дна, устойчивость в условиях циклона, удельное сопротивление, обрастание морскими микроорганизмами, подводные преграды, вулканы, оползни, размывы грунта, топология, коэффициент теплопроводности, коэффициент трения;
- сейсмология: сведения о сейсмической активности (сведения макро- и микрорайонирования).

5.2.1.3 Гидрометеорологические данные

Требуется определить следующие данные:

- волны: период, высота, длина, частота, направление, распределение;
- течения: распределение скоростей, направления, распределение и периодичность возникновения по глубине воды;
- погода: температура воздуха, скорость и направление ветра, туманы — распределение и периодичность;
- ледовая обстановка: ровный однолетний и многолетний лед, торошеный или сплошной лед, торосы, стамухи, айсберги;
- геометрические параметры льда: масса, размер, частота появления, направление движения, скорость, физико-механические свойства;
- *экзарация дна ледовыми образованиями: даты появления устойчивого ледообразования и окончательного очищения ото льда, продолжительность ледового периода в сутках, типы льда, изменение толщин льда в см/сутки в зависимости от температуры воздуха в градусах Цельсия.*

5.2.2 Параметры продуктивного пласта и пластового флюида

На разных этапах эксплуатации месторождения, в зависимости от решаемых задач, необходимы следующие данные:

- характеристики продуктивного пласта (основные сведения о резервуаре и водоносных горизонтах, включая мощность продуктивного пласта, строение залежи, возраст залежи);
- информация о процессе притока флюидов в резервуаре;
- характеристики пластового продукта, такие как статическое давление на устье закрытой скважины, минимальное и максимальное гидродинамическое давление, температура, плотность флюида, газовый/газоконденсатный фактор, обводненность продукции, температура и давление насыщения, химический состав, коррозионная активность (содержание H_2S и CO_2), возможность выноса песка, образование эмульсии, содержание парафина и температура начала кристаллизации парафинов, наличие асфальтенов и гидратов, дебиты, плотность в градусах API, свойства добываемой воды (наличие хлоридов, соленость, показатель pH), вязкость, температуры помутнения и застывания; возможность выпадения осадка и минерализация пластовой воды;
- характеристики закачиваемого флюида (мутность, допустимое содержание нефти или газа, возможность выпадения осадка, давление, температура, коррозийная активность, требования к фильтрации).

В таблице D.1 (приложение D) приведен перечень требуемой информации.

5.2.3 Сведения о заканчивании скважин

Сведения о выполнении буровых работ и работ по заканчиванию скважин, а также о проведении внутрискважинных работ должны содержать следующую информацию:

- сведения об устье скважины: тип, размер, диапазон рабочего давления и интерфейс со скважиной при существующей схеме обвязки;
- тип устья: подводное, подводное для глубин менее 120 м, гибридное и т. д.;
- программа бурения и крепления скважины;
- параметры ППВО и бурового райзера (размер, расчетное давление и т. д.);
- параметры донного основания;
- высота и ориентация устья скважины;
- система установки оборудования: с направляющими или без направляющих с ТНПА и ДУИ, системы проведения водолазных работ с подачей воздуха с поверхности и привлечение водолазов;
- потенциальные нагрузки на устье в процессе бурения;
- тип райзера для заканчивания или капитального ремонта скважин (с одной или двумя линиями, концентрический), подводной испытательной устьевой арматуры, сопряжение райзера с узлом компенсации напряжений, системой аварийного отсоединения, приспособлением для спуска устьевой арматуры, нижним блоком райзера и инструментом для спуска подвески насосно-компрессорной колонны;
- размер колонны для заканчивания с информацией о необходимом посадочном ниппеле;
- требования к забойным системам мониторинга и управления (клапаны, насосы, муфты, давление, температура и параметры потока);

- требования к барьерам в скважине;
- конструкция и тип системы подвески насосно-компрессорной колонны, т. е. с механической или гидравлической установкой, ее размер, конфигурация и т. д.;
- вспомогательное оборудование райзера для заканчивания или ремонта скважины (приспособление для спуска подводной устьевой арматуры или подвески насосно-компрессорной колонны, талевый канат, гибкие НКТ, инструмент для ввода в скважину под давлением, для вызова притока, очистки, проведения испытаний и т. д.).

5.2.4 Технологические процессы и эксплуатация

На различных этапах освоения месторождения, как правило, необходима следующая информация о технологических процессах и эксплуатации:

- требования к системам добычи, т. е. расходы, режимы потока, требования к управлению потоком, величины давления (при эксплуатации и остановке скважины), температуры на устье и в технологическом оборудовании, изоляция, требования к циркуляции и нагреву;
- требования к системам нагнетания воды и/или газа, т. е. расходы, режимы потока, управление потоком и требования к фильтрации, значения давления (при эксплуатации и остановке скважины) и температуры на устье, а также в технологическом оборудовании;
- требования к вводу химических реагентов, т. е. тип и характеристики реагентов, объем, требования к управлению потоком, значения давления и температуры на устье и в технологическом оборудовании;
- требования к остановке скважины, т. е. требования к барьерам, к выполнению аварийной остановки, требования к жидкости для глушения/обслуживания (ее объем и давление), к температуре на устье и на буровой или технологической установке, к методу контроля гидратообразования при пуске и остановке, требования к системе защиты от избыточного давления;
- требования к системе очистки трубопроводов, т. е. запуск СОД в круговом или реверсивном режиме;
- требования к управлению скважиной (контроль потока, ограничения дебита, требования к проведению испытаний и к каротажу);
- требования к контролю оборудования (организация обследования оборудования, частота проведения, требования к доступу, требования к запуску системы контроля и очистки трубопровода, испытание барьеров);
- требования к работам по регулировке и настройке (использование ТНПА и ДУИ, системы проведения водолазных работ с подачей воздуха с поверхности, привлечение водолазов);
- требования к проведению капитального ремонта скважин (частота выполнения и тип работ, планируемые методы их проведения);
- требования к операциям при одновременном бурении и добыче;
- требования к выводу скважин из эксплуатации (глушение и ликвидация).

5.2.5 Оборудование базового промыслового сооружения

Сведения об оборудовании промыслового сооружения, с которым связана СПД, должны содержать:

- тип промыслового сооружения (стационарная платформа, плавучее сооружение или береговой терминал);
- тип добычного райзера (жесткий или гибкий);
- имеющееся вспомогательное оборудование (обеспечение электроэнергией, гидравлической энергией, системы технического воздуха, воды, химических реагентов и т. д.);
- взаимодействие с системой аварийного останова и системой управления;
- план палубы с расположением оборудования;
- характеристики элементов подключения выкидных линий и шлангокабелей, включая оборудование для запуска/приема СОД трубопровода и оборудование глушения скважины,
- трассы выкидных линий и шлангокабелей и коридоры подхода;
- имеющиеся и планируемые к укладке трубопроводы, выкидные линии и шлангокабели;
- требования к защите выкидных линий и оборудования внутри зон безопасности приемного оборудования (если применимо);
- расстояния между подводным оборудованием и промысловым сооружением;
- характер перемещений добычных установок судового типа;
- число, параметры и место расположения райзеров (стояков) J- и/или I-типа;
- диапазон значений давления и производительности для технологического оборудования ВС;
- производительность промысловых трубопроводов.

5.2.6 Безопасность и риски

Мероприятия по безопасности включают все эксплуатационные, технические и аварийные приготовления, необходимые для защиты людей, окружающей среды, сооружений и присутствующих судов.

Для разработки перечня и методов проведения работ и определения критериев безопасности проектных решений по добычному оборудованию необходимо на ранней стадии обеспечить получение следующей информации.

- наличие участков с мелкозалегающим газом;
- сведения о рыболовном промысле в районе работ и проектные решения по защите от его воздействия;
- интенсивность судоходства;
- деятельность вооруженных сил;
- сейсмичность района работ и наличие активных тектонических разломов;
- размыв морского дна;
- возможность появления айсбергов;
- возможность грязевых оползней;
- подводная вулканическая активность;
- песчаные наносы;
- трассы промысловых трубопроводов;
- параметры морского дна;
- требования к охране окружающей среды (животный мир, сезон размножения и т. д.);
- подготовка к действиям в аварийной ситуации;
- имеющаяся инфраструктура.

5.3 Разработка месторождения

5.3.1 Общие положения

Проектирование СПД должно вестись в соответствии со следующими данными:

- глубина воды, гидростатическое давление и температура, *сведения о течениях и ледовой обстановке;*
- технологическая схема обустройства месторождения (опорные плиты, кустование скважин, одиночные скважины, манифольды, технологическое оборудование и т. д.);
- детальная информация об имеющемся оборудовании, гидротехнических сооружениях и инфраструктуре (платформы, разведочные скважины, трубопроводы и т. д.);
- тип устанавливаемых на якорь и/или динамически позиционируемых буровых установок (буровые суда, полупогружные или самоподъемные установки);
- схема размещения якорей и/или зоны установки стационарного основания и маршрут буровой установки;
- график разработки месторождения (график бурения скважин, планируемое изменение в будущем фонда скважин, возможность подключения продукции с других участков, запас производительности с учетом возможного увеличения добычи и т. д.);
- возможности проведения испытания скважин на предварительной стадии и опережающее начало добычи;
- требования к способам и насосно-компрессорному оборудованию добычи, в т. ч. использование электрического погружного насоса, гидравлической турбины или газлифта;
- требования к операциям по интенсификации притока (кислотная обработка призабойной зоны, гидравлический разрыв пласта и т. д.);
- требования к глушению скважины (с эксплуатационной установки или с судна для проведения внутрискважинных работ, характеристики раствора для глушения, значения расхода и давления);
- требования к нагнетанию газа или воды (подготовка, расход, давление, содержание нефтепродуктов, механические примеси для нагнетаемой воды и содержание воды, требования к составу газа для газа на закачку, совместимость пластовой и морской воды);
- требования к нагнетанию химических реагентов и периодической обработке под давлением для предотвращения образования гидратов, парафина, твердых осадков, коррозии и т. д. (тип химического реагента, расход и давление);
- требования к системе предохранения от превышения давления во всех выкидных линиях;
- требования к испытанию скважин;

- требования к системе капитального ремонта скважин (традиционная и/или с применением подводного лубрикатора и т. д.);
- методы управления и текущего контроля;
- методы проведения работ по настройке и регулировке (с привлечением водолазов, другими способами);
- требования к очистке выкидных линий;
- стратегия очистки скважины;
- точность основных проектных данных;
- типы судов, используемых для установки и технического обслуживания (в т. ч. устанавливаемые на якорь или использующие систему динамического позиционирования);
- характеристики продуктивного пласта;
- характеристики добываемых и закачиваемых флюидов;
- требования к вводу в эксплуатацию.

Кроме того, необходимо разработать стратегию обеспечения стабильности потока. Требующие рассмотрения вопросы в области обеспечения стабильности потока приведены в приложении I.

5.3.2 Работы, выполняемые одновременно

В процессе установки и регулировки оборудования должна быть оценена возможность одновременного выполнения следующих работ:

- проведение внутрискважинных работ с применением буровой установки и добыча углеводородов из соседних скважин куста;
- проведение буровых работ в зоне расположения промысловых трубопроводов, по которым осуществляется транспорт продукции.

5.3.3 Окружающая среда

При проектировании СПД необходимо учитывать требования нормативных документов в области охраны морской среды. В процессе проектирования необходимо исследовать:

- воздействие на морское дно подводных сооружений и трубопроводов;
- ограничения на рыбный промысел и морское судоходство;
- сброс жидкости гидравлической системы;
- сброс добываемой воды;
- утилизацию флюидов в процессе продувки оборудования, очистки трубопроводов, испытаний;
- удаление бурового раствора и шлама.

5.4 Расчетные нагрузки

5.4.1 Общие положения

Возможные нагрузки, действующие на СПД, должны быть определены для различных стадий (изготовление, хранение, тестирование, транспортирование, монтаж, бурение/заканчивание, эксплуатация и демонтаж). На их основе должны быть сформулированы основополагающие принципы проектирования.

Случайные нагрузки являются уникальными для каждого проекта и определяются исходя из анализа рисков. Случайными нагрузками можно считать нагрузки от падающих предметов, вследствие зацепления рыболовных сетей и якорей, при чрезвычайных воздействиях окружающей среды (землетрясение) и т. д.

Для описания применимых нагрузок могут быть использованы формы, приведенные в приложении D.

5.4.2 Негерметизированные элементы конструкции и подъемные устройства

Расчетные нагрузки для элементов конструкции, не содержащих флюид под давлением (донное основание), а также для элементов подъемных систем следует определять в соответствии с приложением I.

5.5 Проектирование систем подводной добычи

5.5.1 Системное проектирование

Проектирование СПД предусматривает комплексный подход, который охватывает всю систему целиком от пласта до технологического оборудования на основном промысловом объекте (включительно) с учетом требований всех стадий разработки, включая проектирование, поставку, строительство,

проведение испытаний, монтаж, ввод в эксплуатацию, работу, ремонт и техническое обслуживание, вывод из эксплуатации.

Процесс системного проектирования состоит из процесса управления и технической части. Оценка необходимости применения различных процессов системного проектирования должна быть выполнена для каждого разрабатываемого месторождения, базируясь на параметрах разработки.

Методология системного проектирования приведена в приложении Н.

5.5.2 Общие принципы

5.5.2.1 СПД следует проектировать с учетом оптимизации рабочего жизненного цикла, обеспечивая в то же время функциональность и соблюдение требований безопасности.

5.5.2.2 СПД должна быть спроектирована таким образом, чтобы в случае превышения установленных параметров процесса имелась возможность остановки любой операции с сохранением скважин(ы) в безопасном состоянии.

5.5.2.3 Конструкция системы должна обеспечивать возможность поиска и устранения неисправностей без ее извлечения на поверхность.

5.5.2.4 Высокая эксплуатационная надежность СПД должна достигаться за счет применения простых и проверенных на практике конструктивных решений и надежного оборудования (по стандартам поставщика с официальным отчетом о положительном функционировании на промысле). Требования к эксплуатационной надежности системы следует включать в исходные данные на проектирование.

5.5.2.5 Эксплуатационная надежность СПД должна быть подтверждена документально. Для некритичного и временного оборудования могут быть приняты менее жесткие требования.

5.5.2.6 Конструкция соединительных элементов не должна допускать произвольного ослабления соединения.

5.5.2.7 В проект должны быть включены методы достижения и поддержания чистоты гидравлических систем на этапах изготовления, испытания, монтажа, ввода в эксплуатацию и эксплуатации.

5.5.2.8 При проектировании и размещении конструктивных элементов (включая не несущие элементы конструкции, например, люки) необходимо учитывать воздействие волн при проходе конструкции через зону периодического смачивания в процессе спуска или подъема.

5.5.2.9 Тяжелые модули, спроектированные для установки без использования направляющих, например, устьевая арматура и противовыбросовые превенторы, должны выдерживать все сопутствующие нагрузки при выполнении ориентирования с применением ТНПА и ДУИ. Ударопоглощающая конструкция должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать проектные нагрузки в процессе обслуживания.

5.5.2.10 В СПД должна быть обеспечена возможность промывки гидравлических линий до их подсоединения.

5.5.2.11 Для повышения эксплуатационной надежности СПД необходимо на стадии проектирования предусмотреть возможность замены отдельных элементов без остановки работы других частей системы.

5.5.2.12 СПД должна включать (в обоснованных случаях) защиту чувствительного оборудования от возможного повреждения, вызванного воздействием орудий рыболовного промысла и падающими предметами. Необходимо выполнить анализ такой защиты на основе оценки вероятности возникновения конкретного повреждения и оценки тяжести его последствий. Защиту, связанную с регулировкой и настройкой, следует предусматривать в соответствии с общими требованиями проекта на основе методики и процедур эксплуатации.

5.5.2.13 Оборудование СПД, установленное внутри определенной зоны безопасности, следует защищать от падающих предметов. Необходимость применения защиты определяется на основе вероятности падения предметов при выполнении морских операций и исходя из активности судоходства.

5.5.2.14 В районах развитого рыболовства возможны два варианта проектирования, *строительства и эксплуатации:*

- установление зон ограничений, т. е. районов, в которых запрещено применение донных орудий рыбной ловли. Ограничение рыболовства реализуется строительством специальных защитных конструкций и/или непрерывным наблюдением;
- в случае если установление зоны ограничения рыбной ловли нецелесообразно или невозможно, может потребоваться строительство подводных защитных конструкций, поверх которых могут проходить тралы.

5.5.2.15 Подводные защитные конструкции, допускающие прохождение трала, должны обеспечивать предотвращение повреждения оборудования СПД. Необходимо рассмотреть возможные сценарии

повреждения оборудования с учетом возможных ограничений для доступа, ремонта или повторного использования системы. При определении нагрузок от падающих предметов и нагрузок, создаваемых орудиями рыбной ловли, следует использовать форму F.5 (приложение F).

5.5.2.16 СПД должна быть оснащена средствами определения крайних положений «открыто/закрыто» для оборудования, которое может повредиться или стать причиной повреждения из-за неправильной/неустановленной позиции в ходе выполнения операции (например, задвижки, соединители и т. д.).

5.5.2.17 СПД должна иметь индикаторы позиции для всех соединений, выполняемых под водой.

5.5.2.18 Для оборудования, расположенного вблизи зон работы ТНПА и водолазов, должна быть предусмотрена защита. Защиту следует оценить, анализируя вероятность возникновения и последствия от воздействия удара и зацепления.

5.5.2.19 Конструкция СПД должна предусматривать.

- такелажные точки подъема, в которых несущие нагрузку элементы должны быть сертифицированы в соответствии с установленными требованиями (см. приложение К);
- транспортные салазки (при необходимости);
- возможность безопасного транспортирования;
- устройства для подсоединения креплений при транспортировании на судне, которые должны быть сертифицированы.

5.5.2.20 *Конструкции и оборудование СПД должны предусматривать защиту от повреждений ледовыми образованиями.*

5.5.3 Барьеры

5.5.3.1 Барьеры должны подвергаться испытаниям.

5.5.3.2 Должны быть сформированы требования к мероприятиям по предотвращению неконтролируемых выбросов пластового флюида, либо закачиваемых флюидов, которые могут нанести вред персоналу и/или окружающей среде.

5.5.3.3 Для вновь проектируемых СПД перечень мероприятий по предотвращению неконтролируемых выбросов должен быть полностью определен в проектной документации для всех этапов эксплуатации месторождения, а именно:

- установка СПД на месторождении, включая подсоединение новых скважин к работающему манифольду;
- бурение и заканчивание скважин, включая испытание и очистку;
- подключение и ввод в эксплуатацию;
- повседневные операции в режимах эксплуатации/закачивания, остановки и обслуживания (например, режим циркуляции в выкидных линиях, пуск/прием СОД);
- внутрискважинные работы, связанные с повторным входом в скважину или с извлечением устьевой арматуры,
- техническое обслуживание, например, замена подводных штуцеров и заглушек;
- вывод из эксплуатации;
- ликвидация.

Мероприятия по предотвращению неконтролируемых выбросов должны охватывать все элементы системы, работающие под давлением, от продуктивного пласта(ов), до первой отсечной задвижки на принимающем/нагнетательном оборудовании, расположенном на стационарном сооружении или подвижной морской установке.

5.5.3.4 Если приведенные выше мероприятия по предотвращению неконтролируемых выбросов не были разработаны, например, для уже установленного оборудования СПД, рекомендуется разработать требования к защитным элементам на весь оставшийся период работы системы (добыча, остановка, испытание, демонтаж). При необходимости подобные требования должны быть разработаны перед проведением внутрискважинных работ, капитальным ремонтом и другими операциями.

5.5.3.5 Уникальность характеристик морских месторождений, широкое разнообразие конфигураций оборудования и возможные предпочтения конкретного оператора проекта не позволяют унифицировать требования к принципу проектирования барьеров. Тем не менее, проектирование барьеров должно базироваться на следующих положениях:

- общие принципы проектирования барьеров для каждой СПД должны обеспечивать выполнение требований *соответствующих стандартов по проектированию*;
- приемлемость используемых требований должна оцениваться и подтверждаться в каждом конкретном случае, несмотря на то, что общие принципы проектирования защитных элементов могут быть применимы к различным СПД;

- разработка общих и специальных принципов проектирования барьеров требует участия опытных специалистов и, как правило, происходит с использованием одного или более методов оценки риска (например, анализ эксплуатационных рисков, анализ типа отказа и его последствий, количественный анализ рисков, оценка риска, основанная на анализе задач и/или сценария);

- принципы проектирования барьеров должны быть предоставлены в доступной форме всему привлекаемому персоналу, включая инженеров-проектировщиков, поставщиков оборудования и специалистов по эксплуатации;

- рекомендации и требования следует формулировать четко и кратко, не допуская возможности различной интерпретации и/или недопонимания.

Общее руководство по разработке принципов проектирования барьеров (включая испытания) приведено в приложении Н.

5.6 Подводное устье скважины

5.6.1 Общие положения

Система подводных колонных головок является конструктивным основанием при подводном заканчивании скважины. В зависимости от конфигурации эксплуатационной системы, условий окружающей среды и состояний грунта нагрузки на устье могут существенно различаться. Прочность конструкции следует оценивать в режиме максимальных нагрузок, с учетом всех операций в процессе бурения и добычи. Специальные проектные требования для подводного устья скважин приведены в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

5.6.2 Внешние нагрузки

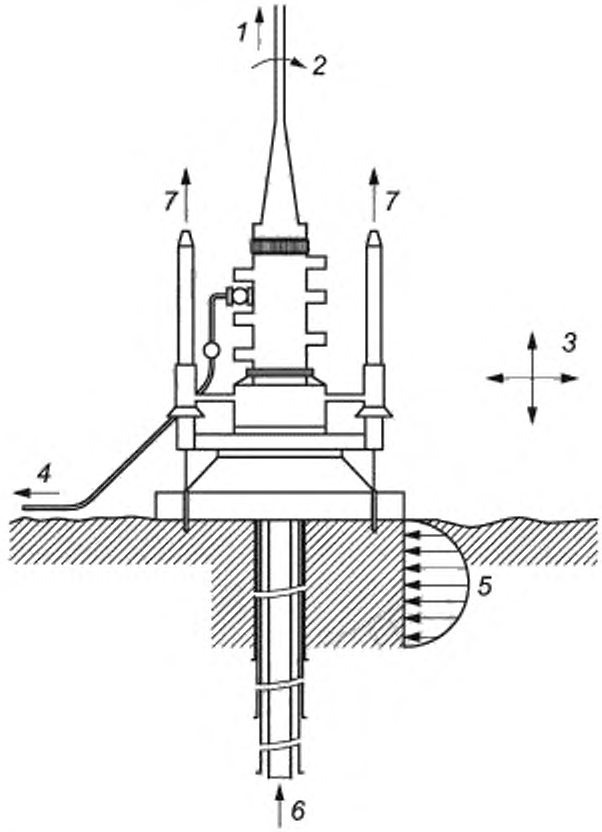
5.6.2.1 Внешние нагрузки на подводное устьевое оборудование включают нагрузки от собственного веса оборудования, от воздействия райзера, нагрузки, возникающие в процессе подсоединения и прокладывания выкидных линий, нагрузки от теплового расширения и непосредственное воздействие окружающей среды. Типичные нагрузки показаны на рисунке 2.

5.6.2.2 Нагрузки от райзера передаются на устьевое оборудование в процессе бурения и заканчивания скважины, во время капитального ремонта и добычи. В зависимости от типа оборудования эти нагрузки могут быть временными (буровые райзеры и райзеры для заканчивания/ремонта скважины) или постоянными (эксплуатационные райзеры или райзеры системы нагнетания). Эти нагрузки следует определять в процессе анализа работы райзеров. Дополнительное руководство по оценке воздействия райзера представлено в *ГОСТ Р 54382*, см. также *[6]—[8]*. В процессе проектирования может потребоваться проведение анализа на усталость материала в случаях, когда существует вероятность возникновения переменных нагрузок (таких, как нагрузки на райзер, вызванные перемещением судна и волнением, а также вибрация райзера при образовании водоворотов).

Применимые нагрузки и их комбинации (см. приложение F), рабочие критерии для определения нагрузок на райзер, выявление случайных нагрузок на райзер, выявление любых нарушений норм и правил и их последствий следует определять на стадии технического проектирования (см. приложение G).

Примечание — При проектировании райзера следует учитывать нормальные, экстремальные и случайные нагрузки. Проектные нормы и правила, используемые для подводной устьевой арматуры и устьевых систем, как правило, основываются на производительности при нормальном эксплуатационном режиме скважины и на допустимых механических напряжениях. Нормы и правила для райзера базируются на формате допустимого механического напряжения или формате проектирования с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и сопротивлению.

5.6.2.3 Нагрузки, возникающие в процессе прокладки идущей от скважины выкидной линии, могут вызывать значительные сдвиговые и изгибающие нагрузки на устье скважины. Следует также принимать во внимание эффект термического удлинения или сокращения обсадных труб в скважине и присоединенных выкидных линий, а также дополнительные нагрузки вследствие возможного отклонения оси устья от вертикального положения.



1 — натяжение райзера; *2* — приложенные моменты,
3 — нагрузки от внешней среды (течение, волны, падающие предметы и т. д.);
4 — подсоединение выкидной линии, *5* — реакция грунта; *6* — термическое удлинение,
7 — натяжение направляющих канатов

Рисунок 2 — Нагрузки на устьевое оборудование подводной скважины

5.6.2.4 Для скважин, расположенных на опорной плите, особенно важным является их соединение с трубной обвязкой манифольда опорной плиты. Это соединение следует анализировать на допустимые смещения при изменении температуры, давления, позиции и ориентации, как элементов устья скважины, так и компонентов манифольда. Следует учитывать все возможные изменения положения скважин относительно трубной обвязки манифольда, включая термическое удлинение труб скважины и ожидаемое оседание фундамента опорной плиты. Это соединение является критическим параметром, который подлежит тщательному анализу в процессе проектирования опорной плиты.

5.6.2.5 Устьевое оборудование подводной скважины может подвергаться нагрузкам внешней среды, возникающим из-за воздействия течения, волн, землетрясения, льда, газонефтеводопроявлений и смещений грунта. В некоторых случаях необходимо учитывать воздействия от падающих предметов, нагрузки от якорей или тралов.

5.6.3 Техническое обслуживание и внутрискважинные работы

Для проведения технического обслуживания и внутрискважинных работ СПД следует проектировать с таким расчетом, чтобы:

- способствовать ориентации и позиционированию специального оборудования, такого как ТНПА и ДУИ, райзеры для проведения капитального ремонта скважин;

- обеспечивать доступ в скважину, как вертикально, так и с использованием выкидной линии (TFL);
- обеспечивать безопасную остановку скважины и отсоединение райзеров в пределах установленного времени;
- способствовать установке двух независимых барьеров на случай возникновения критической ситуации в процессе эксплуатации;
- обеспечивать возможность извлечения критически важных элементов системы;
- обеспечивать возможность проведения внутрискважинных работ при смещениях буровой установки в установленных пределах.

5.6.4 Расчет конструкции

Для конструктивных расчетов устьевого оборудования подводной скважины в качестве исходных параметров для определения приемлемой высоты устья и требований к обсадным колоннам используются характеристики грунтов, внешние нагрузки и воздействия. Используя метод структурного расчета на прочность и устойчивость, следует подтвердить, что все компоненты устьевого оборудования, а также опорное основание будут сохранять конструктивную целостность во время бурения, монтажа, эксплуатации и капитального ремонта скважины. Стандарты *ГОСТ Р 57123*, *ГОСТ Р 58036*, см. также *[9]*, определяют методы, применимые для проведения анализа.

5.6.5 Параметры подводного устьевого оборудования

5.6.5.1 Проектирование подводного устьевого оборудования осуществляется с учетом максимального рабочего давления. Конструкция колонной головки подводной скважины такова, что блок противовыбросовых устройств или устьевая арматура присоединяются непосредственно к корпусу головки. Таким образом, корпус должен выдерживать максимальное давление, заданное на весь срок эксплуатации скважины. При определении максимального давления необходимо учитывать режим остановки скважины при ее глушении, мероприятия по интенсификации притока или нагнетания в пласт. Во время этих работ также достигается максимальный ожидаемый перепад температуры.

5.6.5.2 При использовании оборудования на глубоководных участках перепад давления, действующего на корпус оборудования, существенно снижается за счет воздействия внешнего гидростатического давления. Этот эффект необходимо учитывать при определении рабочего давления в точке эксплуатации и при проведении испытаний в атмосферных условиях.

5.6.5.3 Выпускаемое типовое подводное устьевое оборудование имеет следующий ряд паспортных значений рабочего давления: 35 МПа, 70 МПа и 104 МПа.

5.6.6 Сервисное обслуживание

Устьевое оборудование подводной скважины должно обеспечивать возможность проведения планируемых операций по техническому обслуживанию. Следует принимать во внимание температуру добываемого флюида, а также возможность присутствия в нем диоксида углерода, сероводорода или хлоридов, которые могут вызывать потерю массы, коррозию и разрушения вследствие коррозийного растрескивания. Должен быть проведен анализ риска водородного охрупчивания вследствие воздействия водорода, выделяемого из катодных систем защиты.

5.6.7 Требование к инструменту для спуска

В дополнение к специальным требованиям конструкция каждого инструмента для спуска должна удовлетворять следующим принципам:

- обеспечивать достаточную циркуляцию флюида вокруг инструмента или через него;
- иметь достаточную длину и диаметр для предотвращения зависания в полости плашек ППВО;
- обеспечивать устойчивость к воздействию бурового раствора и шлама;
- использовать соединения с упорным заплечиком для инструментов, передающих вращающий момент;
- обеспечивать защиту в процессе спуска уплотняющих и изолирующих элементов, расположенных на деталях максимального диаметра;
- обеспечивать возможность разборки/сборки непосредственно на буровой установке.

Все инструменты для спуска следует проектировать с учетом растягивающей нагрузки, практики цементирования и давления внутри колонны обсадных труб.

5.6.8 Использование разведочных скважин

В некоторых случаях скважины, первоначально пробуренные как разведочные, должны быть переоборудованы в эксплуатационные или нагнетательные. Настоящий стандарт следует применять к таким скважинам для выявления потенциальных осложнений. Следует внимательно исследовать устьевое оборудование такой скважины, чтобы удостовериться в отсутствии повреждений, которые могли возникнуть за время, прошедшее с момента остановки скважины.

Необходимо исследовать следующие элементы конструкции разведочной скважины до принятия решения об ее использовании:

- состояние устья скважины над морским дном;
- места ПОК на корпусе устья;
- состояние и герметичность уплотнительных узлов ПОК;
- состояние донного основания;
- состояние фиксаторов и мест уплотнений на корпусе устья;
- герметичность верхнего участка ПОК.

Следует провести подробный анализ истории работы скважины для определения зоны возможного возникновения осложнений.

5.7 Требования к системе подвески колонны насосно-компрессорных труб и подводной фонтанной арматуре

5.7.1 Общие проектные решения

Общие положения, приведенные в 5.6 для подводного устьевого оборудования, применимы также к системам подвески колонны НКТ и ПФА. Специальные требования к проектированию ПФА приведены в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

5.7.2 Система подвески насосно-компрессорной колонны

При проектировании системы подвески НКТ требуется учитывать следующие параметры:

- количество, размер и массу устанавливаемых НКТ;
- тип резьбового соединения на трубах;
- количество и размер проходных отверстий, номинальное давление и другие характеристики скважинного(ых) предохранительного(ых) клапана(ов);
- использование специальных переводников для монтажа системы подвески НКТ;
- требования к разъемам электрических и/или волоконно-оптических кабелей, применяемых для контроля и/или управления скважиной;
- конструкцию заглушек на канате или в TFL-системе (при использовании);
- необходимость обеспечения в конструкции устьевой арматуры возможности вертикального доступа в затрубное (межтрубное) пространство подвески НКТ. Данное требование определяет тип оборудования (заглушка на канате, обратный клапан, с открытием при свинчивании, муфта с гидравлическим приводом и другие), используемого для закрытия затрубного (межтрубного) пространства при извлечении устьевой арматуры или противовыбросового устройства;
- выполнение ориентации (в случае необходимости) для обеспечения соединения с ПФА;
- тип райзера (собственно райзер или отдельные трубы колонны-надставки), используемый при монтаже и проведении работ с применением канатной техники;
- предохранение отверстий клапанов от загрязнения флюидом/шламом;
- тип ПФА;
- местоположение подвески колонны НКТ (в устье скважины, в катушке для подвески лифтовой колонны или в ПФА).

5.7.3 Особенности проектирования ПФА

5.7.3.1 Номинальное (расчетное) давление

Следует определить ожидаемый рабочий диапазон давлений (максимальное и минимальное значения) в стволе скважины, кольцевом пространстве, сервисных линиях (при использовании) и в гидравлических линиях.

Необходимо учитывать давление в работающей и закрытой скважине, давление нагнетания и/или глушения скважины. Кроме того, следует принимать во внимание максимальное давление, необходимое при использовании инструментов TFL и максимальное давление в линии управления внутрискважинного клапана-отсекателя. Информацию о давлении следует оценивать в совокупности с внешними нагрузками, действующими на систему при проведении определенных операций.

Все компоненты и соединения должны иметь номинальные давления, соответствующие давлению в системе. Y-образные катушки должны быть рассчитаны на такое же рабочее давление, как и другие компоненты устьевой арматуры. Отводы ПФА рассчитывают на номинальные давления в выкидных линиях, если располагаются после боковой задвижки, или на давление ПФА, если располагаются до этой задвижки. Инструменты для спуска и установки ПФА рассчитывают на номинальное давление не ниже меньшего из давлений, установленных для ПФА или монтажного райзера. Должны быть выпол-

нены контрольные испытания элементов системы, произведена опрессовка клапанов и заглушек. Для ПФА, предназначенной для добычи/нагнетания газа, необходимо проводить испытания с использованием газа.

Для выбора и идентификации критериев испытаний следует руководствоваться требованиями раздела 7 *ГОСТ Р ИСО 13628-4—2016*.

5.7.3.2 *Применяемые материалы*

Материалы компонентов ПФА необходимо оценить с точки зрения совместимости с рабочими флюидами. Следует провести тщательное исследование типов потенциальных флюидов и их состава (количество, состояния, полное и парциальное давление, температурный диапазон). Более детально вопрос рассмотрен в разделе 6.

5.7.3.3 Компенсация давления

При проектировании гидравлических систем и находящихся под давлением элементов следует учитывать глубину воды в точке монтажа системы. Это требование относится к таким элементам, как система управления, инструменты для спуска оборудования, приводы задвижек и прочее работающее под давлением оборудование.

5.7.3.4 Тип буровой установки

Конструкция и размеры элементов буровой установки, предназначенных для операций с подводным устьевым оборудованием, и конструкция, габаритные размеры и другие параметры устьевого оборудования и инструмента для его установки должны находиться во взаимном соответствии. Эти вопросы необходимо оценивать на ранней стадии проектирования. Тип используемого морского бурового основания и требования к ПФА с позиции возможных изгибающих усилий и возникающих напряжений должны корреспондироваться.

5.7.3.5 Внешние нагрузки

Помимо нагрузок от внешней среды имеются два типа внешних нагрузок, которым подвергается ПФА и ее верхнее и нижнее соединения. К первому типу относятся монтажные нагрузки, которые включают нагрузки от райзера и нагрузки, возникающие при подсоединении выкидных линий. Ко второму типу относятся нагрузки, которые имеют место при капитальном ремонте скважины и, в зависимости от типа ПФА, возникают под действием райзера для заканчивания/ремонта скважины или бурового райзера. Требования к райзерам рассмотрены в 5.6.2.2.

Необходимо провести анализ конструкции для подтверждения того, что в случае, если судно, проводящее монтаж/капитальный ремонт, изменит позицию (например, при дрейфе) и при этом не произойдет отсоединения монтажного инструмента, то механическое разрушение произойдет в точке, расположенной выше специального барьера, предназначенного для перевода скважины в безопасное состояние. Следует также предусмотреть блокировку компенсатора перемещения. Предназначенные для этого случая барьеры должны обеспечивать герметичность скважины после аварии.

Необходимо исследовать нагрузки на ПФА и/или выкидные линии, возникающие при зацеплении крановой системы в процессе спускоподъемных операций. Если повреждение вследствие этого воздействия неизбежно, следует определить место повреждения и возможные последствия для дальнейшего функционирования ПФА.

В случае, если элементы трубной обвязки подсоединены к деталям, находящимся под давлением, например, к корпусам клапанов, при определении максимальных нагрузок необходимо рассматривать суммарное воздействие давления и внешних нагрузок.

5.7.3.6 Конфигурация клапанов устьевой арматуры

Расположение клапанов на ПФА зависит от их назначения. Следует изучить конфигурацию клапанов и отверстий для обеспечения безопасности и необходимой эксплуатационной гибкости, включая совместимость с забойным инструментом, заглушками, канатной техникой и оборудованием TFL, как определено в *ГОСТ Р 59299*. Кроме того, следует проектировать поток флюидов таким образом, чтобы избежать скопления жидкостей или твердых осадков и эрозии оборудования. Если предполагается использование скребков для очистки трубной обвязки, то конструкция устьевой арматуры должна быть совместимой с их типами.

Следует рассмотреть возможность использования составного блока клапанов, если монтаж и капитальный ремонт осуществляется с использованием судна. Такая конструкция допускает более высокую внешнюю нагрузку, имеет меньше соединений и обладает большей компактностью. Должен быть установлен, по меньшей мере, один главный клапан, который закрывается в случае возникновения неисправности. Для клапанов с дистанционным управлением необходимо предусмотреть возможность блокировки с применением ТНПА или водолазов.

5.7.3.7 Диаметр отверстий

Диаметр отверстий эксплуатационных или нагнетательных скважин должен допускать установку/снятие заглушек, устанавливаемых на канате клапанов, спуск (при необходимости) внутрискважинного инструмента и оборудования в колонне НКТ. При этом следует учитывать направление потока, тип флюида, тип и размер взвешенных частиц, а также величину расхода.

В случае использования ПФА в составе системы TFL, следует сконструировать Y-образную катушку, которая обеспечивает как вертикальный доступ в скважину, так и прохождение инструмента TFL в соответствии с *ГОСТ Р 59299*.

Вертикальный доступ в затрубное пространство может быть обеспечен от верхнего соединения ПФА и подвески НКТ. В других случаях обеспечивается только контроль и регулировка давления в затрубье и нагнетание реагента. Если требуется нагнетание флюида в затрубное (межтрубное) пространство, должна быть рассчитана траектория потока для предотвращения потенциальной эрозии.

5.7.3.8 Соединение с выкидной линией

Метод и тип соединения выкидной линии влияют на передачу нагрузок, которые могут воздействовать на ПФА.

Узел подключения выкидной линии должен быть рассчитан, по меньшей мере, на то же давление, что и выкидная линия, в случае, когда он монтируется после задвижки на отводной линии. При использовании с ПФА, предназначенной для использования системы TFL, соединения выкидных линий следует проектировать в соответствии с *ГОСТ Р 59299*. Более подробно выкидные линии и шлангокабель рассмотрены в 5.11.

5.7.3.9 Операции, выполняемые под водой

Необходимо детально разработать технологию подводного монтажа оборудования, оценить необходимость привлечения водолазов и определить резервный метод установки, если использование основного метода не приведет к успеху. Более подробно эти вопросы рассмотрены в 8.6, см. также *[10]* и *[11]*.

При использовании ТНПА следует учитывать его тип и функциональные возможности. Необходимо рассмотреть следующие вопросы:

- доступ аппарата к конструкции;
- точки причаливания/воздействия;
- диапазон перемещений инструмента в разных направлениях для закрепленного аппарата;
- требуемое обеспечение механической или гидравлической энергией;
- грузоподъемность ТНПА;
- конструирование специальных сервисных инструментов;
- тип системы развертывания ТНПА (система со страховочным фалом; использование клети или размещение на поверхности).

5.7.3.10 Управление ПФА

Для управления ПФА используются системы управления различной конфигурации. Более подробное описание приведено в приложении А. При конструировании системы управления и ПФА необходимо учитывать схему их взаимного расположения, пространственные ограничения и внешние нагрузки.

Необходимо обеспечить дистанционное управление всеми гидравлически/электрически управляемыми элементами устьевой арматуры. Модуль управления ПФА (если используется) может быть смонтирован в любом месте на ПФА, обеспечивающем удобный доступ и защиту от повреждений. Трубопровод гидравлической системы и электрические кабели (если используются), следует прокладывать, минимизируя возможность их повреждений.

5.7.3.11 Трубы, соединения, кольцевые канавки и сальники

При проектировании трубной обвязки (трубы, соединения, кольцевые канавки и сальники) следует избегать образования мест, в которых может скапливаться флюид или твердые частицы и возникать эрозия, а также необходимо предусматривать соответствующие допуски на ожидаемую коррозию/эрозию.

5.7.3.12 Инструмент для спуска устьевой арматуры

Для операций, выполняемых с судна, с использованием направляющих канатов или без них, инструмент для спуска устьевой арматуры и/или противовыбросового превентора должен быть оснащен соединителем, который размыкается при отклонении инструмента на угол больше заданного максимального значения. Соединитель должен обеспечивать возможность быстрого разъединения.

Допустимые рабочие углы и время, необходимое для разъединения, следует определять в каждом отдельном случае. При проектировании соединителей следует учитывать следующие факторы:

- требования национальных нормативных документов;
- глубину воды и погодные условия;
- возможность судна по позиционированию и т. д.

5.8 Системы райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважины

5.8.1 Специальные проектные требования к райзерам для заканчивания и капитального ремонта скважин, включая системы управления ремонтом, как с использованием водоотделяющей колонны, так и без нее, приведены в *[6]*.

5.8.2 Конструкция райзера для заканчивания/капитального ремонта аналогична конструкции колонны НКТ в том случае, когда она используется только внутри колонны направления.

При проектировании райзера для заканчивания/капитального ремонта, как с использованием водоотделяющей колонны, так и без нее, рекомендуется провести исследования (включая анализ на усталость) (см. *[6]*).

5.8.3 Райзер для заканчивания/капитального ремонта следует проектировать с учетом его совместимости с подводной устьевой арматурой по диаметру прохода, расположения стволов и т. д. В проекте райзера необходимо отразить рабочие условия, включая особые внешние нагрузки, характерные для проектируемого месторождения.

5.8.4 Максимальный допустимый срок службы райзера в заданных эксплуатационных условиях указан в *[6]*.

5.9 Система подвески обсадной колоны на уровне дна

5.9.1 Общие проектные условия

Общие проектные требования для скважин с ПОК на уровне дна аналогичны требованиям к подводному устью скважины (см. 5.6). Специальные проектные требования приведены в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

5.9.2 Специальные проектные условия

Ниже приведены специальные проектные условия для скважин с ПОК на уровне дна:

- система должна быть совместимой с самоподъемной установкой или другими типами буровых установок, устанавливаемых на морское дно;
- обсадную колонну следует подвешивать вблизи морского дна, чтобы снизить нагрузку на буровую установку и обеспечить место отсоединения/повторного соединения;
- прочность на растяжение, диапазон давлений и требования к смещению следует выбирать в соответствии с проектом скважины (в случае выбора подвесок с уменьшенным отверстием должна обеспечиваться их совместимость с программой бурения);
- линии подачи бурового раствора должны обеспечивать необходимую циркуляцию как в режиме спуска, так и после установки обсадной колонны, т. е. необходимо оценить суммарное пространство для циркуляции и качество пути прохождения потока;
- необходимо обеспечить на устье доступ в кольцевое пространство в процессе бурения, после установки подводной устьевой арматуры кольцевое пространство может быть изолировано;
- следует принимать во внимание внешние нагрузки, которые действуют на систему линий подачи бурового раствора (волны и течения, вес райзера/превентора и т. д.);
- для обеспечения операций по установке/извлечению элементы линии подачи бурового раствора должны быть совместимы с остальной буровой системой как по направлению вращения, так и по необходимому моменту на забое;
- необходимо предусмотреть доступ к устью для проведения операций по ликвидации скважины;
- следует определить величины допустимой несоосности и бокового смещения между колонной для спуска и подвеской;
- при консервации скважины выступающие элементы обсадной колонны следует демонтировать для обеспечения требований к возвышению колонны над уровнем дна;
- защитную крышку (или крышки) следует установить на скважину согласно проекту строительства скважины;
- узел герметизации затрубного пространства следует устанавливать между эксплуатационной колонной и промежуточными обсадными колоннами. Особое внимание необходимо уделить выбору материала для уплотнения.

5.10 Средства управления добычей

5.10.1 В процессе конструирования системы управления добычей следует учитывать общие положения, приведенные в 5.10.2—5.10.4 (специальные требования приведены в *[12]*).

5.10.2 Надежность системы может быть увеличена за счет принятия следующих решений:

- выбора высоконадежных узлов и компонентов;
- использования элементов, имеющих высокое сопротивление к износу и коррозии;
- резервирования отдельных элементов и систем;
- обеспечения доступности для водолаза, ТНПА и ДУИ;
- использования обходных (перепускных) каналов;
- обеспечения запасными частями (модулями);
- установления требований к составу жидкости в гидравлической системе управления и к чистоте этой жидкости.

5.10.3 Процесс технического обслуживания следует рассмотреть на ранней стадии конструирования системы. Ремонтопригодность оборудования, расположенного как на поверхности, так и под водой, может быть повышена за счет:

- конструирования оборудования с учетом удобства доступа в процессе обслуживания и извлечения;
- конструирования узлов с учетом обеспечения возможности независимого извлечения.

5.10.4 Специальные проектные требования для системы управления добычей и ее элементов изложены в *[12]*.

5.11 Выкидные линии и концевые соединения

5.11.1 Общие положения

В данном разделе приведены требования для проектирования, строительства и испытаний выкидных линий и концевых соединений, используемых в СПД. Эти требования относятся к высокому давлению, многофазному потоку использования многоканальных линий, подводных соединений и системы TFL.

Настоящий стандарт не заменяет проектные технические условия для трубопроводов и выкидных линий. Проектную документацию следует выполнять *согласно заданию на проектирование, которое представлено конечным пользователем, и требованиям соответствующих стандартов по проектированию.* Требуемые интерфейсы и различия в режимах и рабочих характеристиках необходимо рассматривать на стадии конструирования системы.

5.11.2 Описание системы

Определение системы выкидных линий, в том объеме как она представлена в настоящем стандарте (см. рисунок 1), начинается от соединителя, который используется на подводном оборудовании (обе его части), и заканчивается одним из следующих элементов.

a) соединителем (обе его части), который используется на другом подводном сооружении;

b) концом выкидной линии у внешней арматуры или сварным швом на конце райзера платформы;

c) точкой, от которой начинается проектирование райзера (в случае гибкого или стального подвесного райзера, который не имеет основания).

Описание различных элементов и методы монтажа выкидных линий приведены в А.9.

5.11.3 Проектные решения

5.11.3.1 Проектные решения для внутрипромысловых трубопроводов

При проектировании внутрипромысловых трубопроводов должны быть применены следующие основные проектные решения:

a) следует рассмотреть различные решения по конфигурации внутрипромысловых трубопроводов. Внутрипромысловые трубопроводы могут быть расположены различным способом, например, отдельные трубопроводы, связка трубопроводов, связка трубопроводов в оболочке, дополнительный трубопровод поверх основного, труба в трубе или трубопроводы, интегрированные в шлангокабель;

b) нагрузки на внутрипромысловых трубопроводах во время монтажа могут быть больше, чем последующие нагрузки;

c) выбор конкретного метода монтажа зависит от числа линий, которые планируется прокладывать вместе, от диаметра трубы и ее веса в погруженном состоянии, глубины воды, требований к заглублению, длины внутрипромыслового трубопровода, расстояния до главной установки, наличия подходящего оборудования, метода соединения и от экономических факторов;

d) при проектировании внутрипромысловых трубопроводов следует рассмотреть ряд эксплуатационных факторов, включая:

- транспортируемый флюид: по линии могут транспортироваться продуктовый флюид, вода, твердые частицы, химические реагенты, углекислый газ, сульфид водорода и т. д.
- наличие различных фаз в потоке;
- расход флюида;
- свойства флюида: давление, температура, вязкость, плотность и коррозионный потенциал;
- применение инструментов TFL: выкидные линии следует проектировать с учетом свободного прохода закачиваемых инструментов. Требования к диаметрам, минимальному радиусу кривизны и пр. изложены в *ГОСТ Р 59299*;
- запуск внутритрубных СОД: накладывает ограничения на выбор ЗА, фитингов, соединений, внутренние диаметры труб и радиусы их изгиба;
- местоположение окончаний трубопроводов;
- местоположение близлежащих трубопроводов: в процессе эксплуатации и прокладки выкидных линий необходимо учитывать присутствие близкорасположенных трубопроводов или наличие пересечений трубопроводов;
- вопросы обеспечения стабильности потока;
- требования к очистке трубопроводов с применением внутритрубных СОД;
- температура добываемого флюида;
- требования к изоляции;
- требования к весу покрытия;

e) вертикальное выпучивание: этот вопрос может быть ключевым при концептуальном проектировании и оказывать существенное влияние на стоимость проектов трубопроводов, на тип и стоимость компенсаторов, расположенных между выкидными линиями и манифольдами, на стоимость и технологию проведения ремонта внутрипромысловых трубопроводов, на строительство требуемых пересечений в зоне прокладки трубопровода;

f) топография морского дна: неровности морского дна могут вызывать образование жидкостных или газовых пробок, которые в свою очередь стимулируют образование гидратных пробок. Валуны, выход скальных пород, суспензионные потоки могут являться причиной возникновения чрезмерных внешних напряжений в трубах. Провисание трубопровода может служить причиной появления вибрационной усталости из-за образования завихрений или напряжений в изгибе трубопровода;

g) окружающая среда на морском дне: на трубопровод воздействуют течение и гидростатическое давление. Труба может укладываться на имеющиеся на морском дне отложения, а температура морской воды и содержание в ней кислорода влияют на уровень внешней коррозии. Перемещение осадочных пород на морском дне может засыпать или сместить выкидную линию, привести к провисанию, увеличивая внешние нагрузки и интенсивность внешней коррозии. Топография и характеристики морского дна могут быть такими, что возможно появление мест защемления трубопровода, в которых взаимодействие трубы и грунта будет препятствовать боковому или осевому перемещению трубопровода. Знание расположения этих мест помогает решать проблемы с температурными деформациями и сжатием трубопровода путем использования петлевых компенсаторов или изгибов. Существенное влияние на безопасность эксплуатации трубопровода оказывает воздействие тралов при ловле рыбы и якорей при постановке судов;

h) ожидаемый срок эксплуатации трубы: требования к защите от коррозии зависят от проектного срока службы трубопровода. В конструкции внутрипромысловых трубопроводов и их соединений следует учитывать требования к обслуживанию на протяжении всего срока эксплуатации трубопровода. Доступ к трубопроводу требуется:

- для процедур начального подсоединения;
- плановых проверок;
- технического обслуживания;
- ремонта;

i) выбор трассы: прокладка трубы по прямой линии между заданными координатами начала и конца трубопровода может являться не оптимальным решением. Внутрипромысловые трубопроводы следует прокладывать, избегая зон оползней, глубоких каньонов, выходов скальных пород и мест якорных стоянок. Трасса трубопровода не должна накладывать ограничения на будущую разработку месторождения. Конфигурация подхода трубопровода к точке подключения является важным моментом для правильного выравнивания соединительных элементов и размещения требуемого оборудования.

Кроме того, за счет добавления в маршрут заранее определенных криволинейных секций может быть компенсировано удлинение/сжатие трубопровода;

j) погода: в проекте должны быть проанализированы ожидаемые погодные условия на стадии строительства. Необходимо учитывать сезонные направления и высоту волн, направления и скорость ветра в сочетании со средней частотой штормов для определения оптимальных сроков выполнения проекта.

Выбранный метод ведения работ (привлечение водолазов, обитаемых подводных аппаратов, ТНПА и ДУИ) влияет на конструкцию элементов, технические приемы монтажа и рабочие процедуры. Определение интерфейсов ТНПА и инструментов и общие параметры проекта представлены в *[10]* и *[11]*.

5.11.3.2 Конструкция жестких и гибких труб

При проектировании жестких и гибких труб необходимо учитывать следующие факторы:

a) выбор диаметра трубы и толщины стенки должен осуществляться в соответствии со следующими исходными данными:

- применяемые проектные нормы, которые учитывают наряду с другими документами, при определении допустимых напряжений, допусков на толщину стенки, возможных геометрических элементов (изгибы, тройники и т. д.), давлений, суммарного режима нагрузки в каждой секции трубопровода и на его концевых соединениях;
- расход транспортируемого флюида;
- максимальное рабочее давление транспортируемого флюида;
- давление внешней среды;
- перепад давления;
- изменения высоты трассы трубопровода;
- плотность и вязкость флюида;
- длина трубопровода;
- необходимость использования инструментов TFL или СОД трубопровода;
- требования к монтажу и оборудованию для обслуживания;
- наличие параллельных линий для TFL, запуска СОД, обслуживания, нагнетания или резервирования;
- доступность требуемых труб;
- метод укладки трубопровода (S-, J-методы или укладка с барабана);
- тип судна-укладчика и связанные с ним ограничения;
- параметры флюида (температура, плотность, вязкость);
- качество материалов;
- допуск на коррозию/эррозию стенок трубы от воздействия флюида;
- допуск на коррозию/эррозию стенок трубы от воздействия внешней среды;
- наличие коррозионно-стойкого покрытия;
- параметры внешней среды (температура, соленость, давление);
- условия морского дна;
- возможность изготовления;
- начальная температура флюида;

b) материалы для жестких труб. Вопросы сортамента и размеров жестких труб рассмотрены в *ГОСТ ISO 3183*. Важно учитывать возможные заводские допуски на толщину стенки и овальность трубы, которые могут ограничивать использование таких труб в определенных условиях, когда внешние воздействия, внешнее давление и низкие температуры могут превысить сопротивление материала трубы, для которого установлены предельно допустимые характеристики. Калибрование труб, приводящее к более низким значениям минимальной толщины стенки или меньшей овальности, может улучшить прочностные характеристики трубы, но должно быть согласовано между производителем и конечным потребителем. Высокопрочные сорта труб (выше Х-60) или стойкие к коррозии материалы могут потребовать применения специальной технологии сварки или использования механических соединений для обеспечения механической и усталостной прочности в месте соединений, равной прочностным характеристикам основного материала. Допуски на коррозию/эрозию толщины стенки могут быть учтены при расчете на прочность в тех случаях, когда нагрузки при монтаже или давление при испытании могут превысить установленные для труб пределы прочности. В то же время, допуск толщины стенки на коррозию/эрозию не должен учитываться при расчетах, связанных с внешними нагрузками в месте

эксплуатации, нагрузками при удлинении/сжатии труб, максимальным внутренним рабочим давлением, внешним давлением и другими условиями в процессе эксплуатации;

c) материалы для гибких труб. При проектировании и эксплуатации гибких трубопроводов следует использовать *ГОСТ Р 59306*, *ГОСТ Р 59309*, см. также *[13]*. Важно понимать, что гибкая труба имеет многослойную структуру, включающую несколько расположенных накрест прочностных слоев. Допустимые напряжения, запас прочности на растяжение, радиусы изгиба и т. д. зависят от конструкции и технологии изготовления изделия и указываются в технической спецификации. Необходимо убедиться, что конструкция и параметры производства определены с учетом отдельных и комбинированных нагрузок;

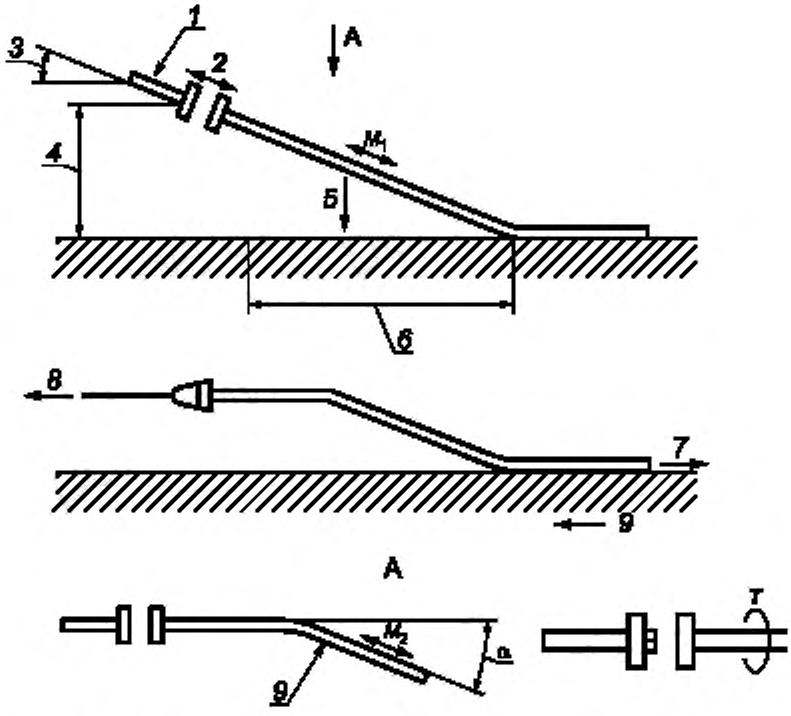
d) конструкция трубы должна учитывать напряжения, возникающие при перегибах и изгибах, натяжении трубы, воздействии гидростатического давления, перемещениях судна-трубоукладчика в совокупности с воздействием окружающей среды и топографии морского дна. Особое внимание в этих ситуациях следует уделить комбинированным нагрузкам. Например, сильное натяжение в процессе укладки может привести к изменению овальности (сплющиванию) трубы, что в свою очередь, может привести к разрушению структуры из-за высокого внешнего давления на глубине;

e) в процессе эксплуатации следует учитывать действие следующих факторов:

- остаточной нагрузки после укладки;
- нагрузок окружающей среды, включая силу тяжести, гидростатические и гидродинамические нагрузки, взаимодействия трубопровода с грунтом. Указанные нагрузки показаны на рисунке 3;
- условий эксплуатации трубопровода, связанных с реализованными методами его прокладки (с заглублением в морское дно или по дну моря с применением балластирующих устройств), которые могут приводить к возникновению коррозионных сред на отдельных участках;
- вертикального выпучивания, удлинения или сжатия под действием давления и температуры;

f) жесткая труба сминается, когда происходит изгиб по слишком малому радиусу или сильное сжатие. В подводных трубопроводах наиболее часто смятие возникает, когда труба укладывается под внешним давлением с недостаточным натяжением, например, на вертикальном участке, или когда трубопровод подвергается внешнему сжатию, например, при термическом расширении в ограниченном пространстве. При возникновении локального смятия оно будет распространяться далее при меньшем внешнем давлении, чем первоначальное. Смятие распространяется до тех пор, пока не увеличится изгибная жесткость трубы и/или не уменьшится в достаточной степени внешнее давление. Для ограничения области распространения смятия используются специальные ограничители. Ограничителями смятия обычно являются укороченные отрезки трубы с большей толщиной стенки, которые вваривают в трубопровод;

g) увеличение толщины стенки трубы выше конструктивных требований или требований, обусловленных действием давления, позволяет повысить устойчивость трубопровода на дне и увеличить допуск на коррозию/эрозию.



1 — точка соединения под водой; *2* — дополнительное смещение вдоль оси укладки, *3* — угол относительно дна; *4* — высота над морским дном; *5* — вес трубы; *6* — длина свободного провисания; *7* — силы, возникающие при монтаже трубопровода; *8* — сила, возникающая при укладке трубопровода; *9* — трение грунта, M_1 — вертикальный изгибающий момент, приложенный для выравнивания концов трубы; M_2 — горизонтальный изгибающий момент, приложенный для выравнивания концов трубы; α — угловое перемещение конца трубы для изменения положения соединителя; *T* — вращающий момент, приложенный к связке труб для обеспечения правильной ориентации отверстий

Рисунок 3 — Факторы, влияющие на нагрузки и напряжения в процессе укладки трубопровода

5.11.3.3 Покрытие трубопроводов

Трубопроводы могут иметь внешнее покрытие для того, чтобы:

a) обеспечивать улучшение устойчивости на дне за счет увеличения сцепления трубы с грунтом, для противодействия гидродинамическому воздействию штормов или сильных подводных течений, а также из-за увеличения веса за счет материала покрытия, например бетона;

b) обеспечивать теплоизоляцию для поддержания достаточно высокой внутренней температуры флюида для предотвращения увеличения вязкости, образования гидратов и парафина;

c) обеспечивать механическую защиту от воздействия судов и рыболовных тралов посредством использования конструкции «труба в трубе», обетонирования, заглубления или укладки в траншею;

d) обеспечивать защиту от внешней коррозии за счет применения таких покрытий, как битум, мастики, различные органические/неорганические компаунды. Однако внешние покрытия могут уменьшить открытую площадь поверхности трубы, что в свою очередь, может привести к снижению числа элементов катодной защиты. Вопросы катодной защиты трубопровода рассмотрены в *[14]* и *[15]*.

Трубопроводы могут иметь внутреннее покрытие, что позволяет:

- повышать гладкость трубы;
- усиливать защиту от коррозии;
- обеспечивать более короткий срок ввода в эксплуатацию (время осушки трубы);
- повышать эффективность работы СОД;
- улучшать гидравлические характеристики трубопровода.

5.11.3.4 Проектные нормы для трубопровода

При проектировании подводных трубопроводов используется *ГОСТ Р 54382*, предназначенный для подводных трубопроводных систем. Эти и другие нормы проектирования для жестких трубопроводов базируются на четырех теориях для трубопроводов и резервуаров под давлением: состояние под нагрузкой, упругое состояние, упругопластическое состояние и состояние предела текучести. Нормы проектирования по предельным нагруженным состояниям рассматривают отдельные кольцевые, радиальные и осевые напряжения и предоставляют безопасные рабочие границы для каждого состояния. Эти нормы и правила используются наиболее широко и имеют в своей основе общепринятую теорию резервуаров под давлением, включающую необходимые допустимые факторы безопасности. Это наиболее консервативные нормы и правила проектирования трубопроводов, которые хорошо работают во многих окружающих средах. Нормы проектирования по упругому, упругопластическому состоянию и состоянию предела текучести получены из определения разрыва трубы и избыточной пластической деформации. Алгоритмы расчета, основанные на этих определениях, дают проектировщику ясную картину взаимодействий нагрузок и напряжений на эластичной твердой трубе, широко распространенных во многих подводных трубопроводных системах, где комбинированные нагрузки (строительные и нагрузки от окружающей среды) имеют тот же уровень, что и внутренние нагрузки от давления. Результаты расчета трубопровода с использованием теорий пластической деформации могут дать в результате толщину стенки, которая составляет от 50 % до 80 % от полученной при расчетах предельной нагрузки для определенных экстремальных условий. При кажущейся меньшей прочности трубопроводы, рассчитанные по этим нормам, имеют допустимый коэффициент запаса прочности.

Следует подчеркнуть, что настоящий стандарт не рекомендует одну теорию расчета и нормы проектирования в ущерб другим. Все теории имеют своё практическое применение. В настоящем стандарте показано, что имеется несколько применимых для конструирования трубопроводов методов, дающих отличные проектные решения. При решении некоторых проектных задач может быть использовано несколько норм/теорий для разработки наилучшей конструкции трубопровода.

5.11.3.5 Проектные нормы для гибких трубопроводов

Для гибких подводных трубопроводов используются следующие стандарты:

- для проектирования, монтажа и эксплуатации гибких труб, слои в которых не связаны, *ГОСТ Р 59309*;

- для гибких труб, слои в которых связаны, *ГОСТ Р 59306*.

Рекомендации для гибких труб, используемых в качестве райзеров, слои в которых не связаны, представлены в *[13]*.

Несмотря на то, что гибкий трубопровод является сложной многослойной конструкцией, стандарты, используемые для расчетов жестких трубопроводов, и программы для исследования могут быть также использованы при проектировании гибких трубопроводов.

Целесообразно учитывать специальные проектные рекомендации (см. *[16]*) для шлангокабелей управления и их элементов.

5.11.3.6 Проектирование концевого соединения

После укладки трубопровода на морском дне может потребоваться переместить концы трубы, видоизменить их (например, установить фланцы) или выполнить обе операции для обеспечения соединения. На выбор метода подсоединения трубопровода, влияют следующие условия:

a) район работ: следует учитывать местоположение, точность, с которой уложена конечная секция трубопровода, требуемое боковое и угловое выравнивание и связанные с этим напряжения;

b) метод монтажа трубопровода: операции и оборудование, необходимые для укладки труб, следует выбирать, обеспечивая совместимость с операциями и оборудованием, выбранными для прокладки остальной части трубопровода. Оборудование для выравнивания следует конструировать с учетом силы реакции трубопровода, обусловленной методом монтажа и/или тепловым удлинением;

c) конфигурация конца трубопровода: вид и величина прикладываемых усилий, необходимых для обеспечения соосности труб, могут зависеть от конструкции трубопровода (одиночная труба, связка труб или связка труб в оболочке), а также от размера трубы, ее массы, прочности, жесткости и требований, связанных с использованием инструмента TFL,

d) условия морского дна: на процедуру укладки могут влиять силы трения грунта, несущая способность грунта, наличие препятствий и рельеф морского дна;

e) точка подсоединения: проект укладки зависит от того, что именно является конечной точкой — подводная установка или морская платформа. При подсоединении к морской платформе могут потребоваться дополнительные меры для укладки трубопровода, например, установка райзера (морского

стояка) или J-трубы. В местах соединений может потребоваться дополнительная установка трубных компенсаторов, разъединителей или задвижек. Для установки этих элементов могут потребоваться переходники с фланцами;

f) метод соединения: для реализации качественного соединения крайне важно обеспечить точное позиционирование концов труб в пределах осевых и угловых допусков. Для связки труб необходимо обеспечить возможность его поворота вокруг оси, для обеспечения необходимой ориентации отверстий. Крайне важно иметь представление, в какой момент происходит подсоединение трубопровода в процессе его укладки. Некоторые технологии укладки требуют использования так называемого соединения «первого конца». Данная техника предполагает укладку трубы непосредственно от объекта подсоединения или подсоединение первой трубы сразу после ее укладки. Технология соединения «второго конца» применяется при подсоединении к платформе или райзеру, но может быть использована и для подводных подключений;

g) нагрузки и воздействия в процессе укладки. конструкция трубопровода вблизи концевого соединения и конструкция элементов, обеспечивающих соосность, зависят от прочности и жесткости трубы, а также от требуемых перемещений при укладке трубы относительно точки подсоединения. Методы протягивания трубы со смещением требуют повторного позиционирования труб, приводящего к возникновению осевых нагрузок и изгибающих моментов, которые необходимо учитывать в процессе проектирования трубопровода и центрирующих элементов. Метод вставки трубных секций позволяет оставлять трубы в исходном положении. Соединительные вставки должны выдерживать усилия, возникающие в процессе соединения, обеспечивать герметичность и компенсировать несоосность труб в допускаемых пределах. Факторы (см. рисунок 3), которые влияют на нагрузки и возникающие напряжения в трубах во время операций укладки, включают:

- высоту точки соединения и угол относительно дна;
- вес и плавучесть трубопровода;
- продольную жесткость и жесткость при кручении трубы;
- длину участка провисания;
- требуемые для выравнивания боковые и угловые перемещения;
- тяговые усилия, требуемые для компенсации трения о грунт и остаточных монтажных усилий;
- необходимое вращение (для ориентации отверстий);

h) элементы для подсоединения трубопровода: подсоединение трубопровода к требуемой точке выполняется после завершения укладки. Основное назначение изложенных ниже методов соединения заключается в создании герметичного уплотнения в условиях воздействия окружающей среды. Если предполагается использование инструментов TFL, то соединители должны соответствовать требованиям *ГОСТ Р 59299*. Все уплотнения, находящиеся под действием гидростатического давления, должны обеспечивать двустороннюю герметичность. Конструкция соединительного устройства должна включать средства, позволяющие контролировать герметичность уплотнения, взаиморасположение и фиксацию соединяемых элементов после выполнения операции соединения.

5.11.3.7 Элементы для подсоединения трубопровода

Перечисленные ниже детали, используемые для соединения трубопровода, позволяют унифицировать возможные технические решения:

а) фланец, закрепляемый болтовым соединением

При проектировании фланцевых соединений и технологии их монтажа следует руководствоваться требованиями *ГОСТ Р 51365* (на рабочее давление 69,0 МПа и выше), *ГОСТ Р ИСО 13628-4*, см. также *[17]*. В конструкции фланцевых соединений используются металлические кольцевые прокладки, которые сдавливаются при затягивании болтов. Следует уделять особое внимание указанным прокладкам при использовании таких соединений в подводных условиях. При использовании некоторых прокладок (например, API BX) происходит нарушение герметичности прокладки и фланцевого соединения из-за защемления воды под прокладкой. Прокладки типов API SBX, API SRX или другие специальные прокладки имеют дренажные отверстия и/или конусную форму поверхности для предотвращения защемления воды в процессе выполнения подводного соединения. Проектировщику необходимо учитывать, что прокладки типа API SBX, в отличие от API SRX, обеспечивают прямой контакт поверхностей двух фланцев. Таким образом, выбор прокладки необходимо осуществлять с учетом изгибающего момента во фланцевом соединении.

Уплотняемые поверхности и кольцевые канавки под прокладки следует покрывать антикоррозионным сплавом или использовать антикоррозионные втулки для минимизации электрохимической

коррозии между прокладкой и уплотняемыми поверхностями. Если корпус фланца изготовлен из антикоррозионного сплава, то внутреннее покрытие не требуется.

Болтовые фланцевые соединения допускают наличие некоторой несоосности при установке фланца и корректируют ее. Однако выравнивание поворотом ограничено из-за необходимости обеспечения ориентации крепежных отверстий под болты. Для снятия указанного ограничения могут использоваться фланцы с шарнирным соединением. Такие шарнирные фланцы могут располагаться на стороне подводного оборудования или платформы, а на трубе устанавливается фиксированный фланец.

Фланцы нестандартной конструкции, такие как компактные фланцы, могут применяться в зонах с ограниченным доступом, при угловом рассогласовании или в условиях высокой нагрузки в месте соединения.

Для выполнения болтового фланцевого соединения может потребоваться привлечение водолазов.

Примечание — Примеры диаграмм механической прочности для условий статической нагрузки приведены в *[18]* и *[19]*. К применению этих диаграмм следует подходить с осторожностью, так как использованные при анализе модели не полностью учитывают усилия, требуемые для обеспечения герметичности прокладки или сальника в реальных условиях. Количество болтов, их размер и прочность материала фланца определяют усилие, требуемое для обеспечения герметичности. Конструкция фланца рассчитывается на нагрузку, равную половине напряжения текучести для материала болта и ниже предела текучести для испытания под давлением без учета внешних воздействий. Положения *[18]* и *[19]* позволяют оценить «резервную» механическую прочность фланца для тех случаев, когда материал фланца и болтов берется по данным предела текучести при разных значениях внутреннего давления, вплоть до расчетного давления. Фланцевые соединения, подверженные циклическим (динамическим) нагрузкам должны иметь торцевой контакт для снижения риска выхода из строя болтов из-за усталостных разрушений и утечки вследствие повреждения прокладки;

b) стыковочная втулка

Это соединительное приспособление аналогично болтовому фланцевому соединению. Для соединения с применением стыковочной втулки могут использоваться те же самые металлические кольцевые прокладки, что и на фланцах, или специальные прокладки. Втулки соединяются по мере затягивания зажимного механизма. Соединения данного типа выполняются быстрее по сравнению с болтовыми фланцами и исключают необходимость в поворотном выравнивании, так как стыкующиеся втулки не имеют отверстий под болты, за исключением втулок со многими отверстиями. С другой стороны, большинство стыковочных втулок не допускают такого начального осевого смещения, какое допускается при применении болтовых фланцевых соединений.

c) специальные соединители

Это соединители, специально разработанные для обеспечения окончательного выравнивания и закрепления труб, а также для обеспечения повышенной герметичности. Специальные соединители включают раздвижные цанги, запорные собачки и другие механические устройства. Фиксация (защелкивание) происходит при коротком продольном смещении одного или обоих соединяющихся концов.

Специальные соединители могут быть механическими или гидравлическими. Механические соединители приводятся в действие водолазами или ДУИ. После соединения механические устройства остаются под водой. Гидравлические соединители представляют собой механические устройства с гидравлическим приводом. Такие соединители работают с использованием гидравлических линий управления и могут оставлять под водой гидравлический исполнительный элемент после выполнения соединения. В специальных соединителях используются деформируемые при замыкании соединителя металлические прокладки.

5.12 Донное основание и манифольд

5.12.1 Общие положения

Донное основание представляет собой рамную конструкцию, которая служит опорой для другого оборудования, такого как манифольды, райзеры, оборудование для бурения и заканчивания, оборудование для протягивания (прокладки, подтягивания) и соединения трубопровода, а также основанием для установки защитной конструкции. Защитная конструкция и опорная плита часто составляют единую структуру, однако, при необходимости проведения бурения первоначально устанавливают опорную плиту, а затем на эту плиту монтируют защитную конструкцию и манифольд. Опорная плита является фундаментом, передающим проектные нагрузки на морское дно. В А.6 приведены примеры различных конструкций опорной плиты.

5.12.2 Обеспечение операций бурения и заканчивания

Интегрированная опорная плита или опорная плита для бурения должна обеспечивать направление для бурения, возможность установки и фиксации колонны направления, а также обеспечивать достаточное пространство для спуска и посадки блока превенторов. Колонна направления может быть закреплена на опорной плите постоянно или отсоединяться после цементирования. Буровые слоты опорной плиты способны нести вес направления до завершения цементирования. Если предполагается установка устьевой арматуры, то опорная плита должна иметь механические средства для позиционирования и выравнивания устьевой арматуры, а также необходимое пространство для ее спуска в скважину.

5.12.3 Размещение

Донное основание должно обеспечивать возможность точной установки оборудования СПД для выполнения их соединения, например, устьевого оборудования с ПФА, ПФА с манифольдом, манифольда с выкидными линиями.

5.12.4 Направляющие элементы

Донное основание должно обеспечивать ориентацию элементов при выполнении всех монтажных операций. Если используются направляющие тросы, то на донном основании должно предусматриваться пространство, необходимое для монтажа направляющих, и обеспечиваться возможность их технического обслуживания. Если направляющие тросы не используются, то на донном основании должно быть обеспечено необходимое пространство и элементы для ориентации при установке основного оборудования.

5.12.5 Условие для осуществления ликвидации

Если после завершения проекта планируется извлечь донное основание, то ее конструкция должна включать элементы, необходимые для проведения данной операции.

5.12.6 Требования к установке донного основания

Параметры опорной плиты должны соответствовать всем монтажным требованиям. Следует рассмотреть различные типы судов, используемых для установки (буровые установки и крановые баржи). Необходимо рассмотреть следующие аспекты:

- выгрузка;
- транспортирование на место;
- грузоподъемность крана;
- плавучесть,
- система балластировки;
- система спуска на морское дно;
- возможности позиционирования;
- возможность выравнивания;
- соединение с основанием.

5.12.7 Конструктивные элементы

5.12.7.1 Подводные конструктивные элементы должны быть выполнены в соответствии с стандартами *по морской нефтегазодобыче*, например, *ГОСТ Р 54483*.

При разработке конструктивных элементов необходимо соблюдать следующие требования:

- конструкция должна предусматривать возможность выравнивания с целью обеспечения соединения оборудования: устья скважины/добычных направляющих линий, ПФА/манифольд и трубопроводная обвязка, манифольд/выкидная линия и монтажные приспособления, защитная конструкция (если применимо) и другие соединения;
- конструкция может быть жестко связана с оборудованием устьев скважин или устанавливаться независимо и не иметь непосредственного соединения с устьями. В последнем случае для подключения устья скважины и/или манифольда используется гибкий трубопровод;
- конструкция, расположенная в зоне возможного прохождения тралов, должна быть оснащена обтекаемой формы защитой от трала;
- полые секции следует оборудовать устройствами выравнивания давления для предотвращения их разрушения (следует проводить оценку необходимости внутренней защиты);
- размеры и конфигурация несущих конструкций должны соответствовать оборудованию, используемому в зависимости от применяемого метода технического обслуживания (использование ТНПА, ДУИ или привлечение водолазов);
- защита от падающих предметов, осуществляемая с использованием навесных или съемных панелей, может быть установлена над зонами устьев скважин и над зонами расположения ответственного оборудования;

- углы конструкции опорной плиты должны быть заглублены в морское дно для снижения опасности зацепления.

Защитная конструкция оценивается с помощью модельных испытаний и/или анализа устойчивости в сочетании с данными испытаний на модели. Критерии и процедура испытания подтверждаются официальными представителями местной рыболовной отрасли и/или экспертами по рыболовству/тралению, имеющими опыт работы в данном районе.

5.12.7.2 Нагрузки на опорную плиту, возникающие от воздействия на нее устьевого оборудования и обвязки скважин, зависят от следующих факторов:

- характеристик грунта и продольной жесткости конструкции скважин;
- расчетной прочности и жесткости конструкции опорной плиты относительно вертикального смещения;
- конструкции элемента, соединяющего опорную плиту с оборудованием устьев скважин и от величины отклонений формы и размеров;
- теплового расширения обсадной колонны.

Связанная с устьями опорная плита должна обеспечивать возможность направления/посадки/фиксирования колонной головки направления и иметь достаточное пространство для перемещения и установки блока противовыбросовых превенторов на соответствующее устье скважины и присоединения его к сопрягаемой фонтанной арматуре.

Должна быть продумана система удаления бурового шлама. В качестве альтернативного решения по утилизации бурового шлама допускается его размещение в пределах конструкции опорной плиты при условии, что он не мешает нормальной работе.

Конструктивные элементы должны обеспечивать возможность выполнения на берегу операций по монтажу требуемого оборудования и проведения тестирования.

Конструкции должны передавать на фундаментную плиту все проектные нагрузки от установленных систем и оборудования.

В соответствии с принципами проектирования защиты от падающих предметов, рыболовных снастей и от воздействия других случайных нагрузок предохранение подводного оборудования осуществляется за счет использования защитных конструкций или соблюдения специальной последовательности операций. Форма конструктивных элементов должна препятствовать замятию шлангокабеля и направляющих канатов при проведении работ с ТНПА.

Для описания возможных нагрузок в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации рассматриваемых конструкций может быть использована форма F.4 (приложение F).

5.12.7.3 Для повышения эффективности обслуживания опорные плиты, конструктивные элементы и размещаемое на них оборудование следует проектировать, руководствуясь следующими положениями:

- все извлекаемые модули и элементы конструкции следует закреплять с помощью фиксаторов, управляемых в соответствии с выбранной методикой обслуживания, если они не закреплены иначе;
- установленные на шарнирах защитные конструкции следует проектировать с возможностью их замены;
- посадочные площадки и окружающие их зоны следует проектировать с учетом нагрузок от систем обслуживания, возникающих при их спуске и работе. Для инструментов, спускаемых на тросе, следует ограничить максимальную скорость спуска оборудования величиной 1,6 м/с. Для инструмента, спускаемого на бурильной трубе, максимальная скорость спуска составляет 0,8 м/с;
- следует предусмотреть возможность осуществления наблюдения за инструментом, модулями и оборудованием во время спуска, подсоединения и выполнения операций;
- посадочные площадки и/или точки фиксации должны быть расположены в местах, где требуется проведение операций с применением подводных аппаратов;
- следует предохранять чувствительные элементы подводной системы от воздействия систем технического обслуживания;
- может использоваться специальная конструкция, позволяющая при необходимости осуществить быструю замену акустического передатчика (передатчиков). Данная конструкция не должна экранировать акустические сигналы и создавать потенциальную опасность зацепления;
- все запирающие механизмы на защитных люках и подъемных рамах должны легко открываться в соответствии с установленной методикой обслуживания;
- на сменных направляющих стойках следует использовать блокирующие механизмы, управляемые выбранной системой технического обслуживания,

- все установленные постоянные направляющие стойки, к которым крепится направляющий трос, должны обеспечивать в случае его обрыва возможность подсоединения нового троса;
- для оборудования подводной системы, требующего выполнения поворота или переключения элементов управления в процессе эксплуатации, может потребоваться создание соответствующего инструмента и интерфейса;
- конструкцию следует разрабатывать таким образом, чтобы расположение элементов анодной защиты и других конструкционных деталей не создавало каких-либо затруднений или препятствий для работы обслуживающих систем;
- следует оценить скорость посадки и необходимость использования систем мягкой посадки;
- эксплуатационные требования к спускаемым с борта судна обслуживающим системам, устанавливающие угол смещения направляющих канатов, не должны ограничивать зону доступа ДУИ, уменьшать рабочую область или иным образом снижать эксплуатационную безопасность и надежность;
- должна быть предусмотрена маркировка оборудования для облегчения его идентификации водолазами и ТНПА;
- инструменты, превенторы, модули и другое извлекаемое оборудование должны иметь соответствующие рабочие промежутки относительно других элементов конструкции и соседних модулей, чтобы исключить случайное воздействие или столкновение во время установки и извлечения. Не следует допускать соприкосновения извлекаемых модулей с окружающей конструкцией, даже при наихудшем соотношении допускаемых отклонений размеров соседних элементов;
- для операций, проводимых без использования направляющих тросов, следует предусмотреть меры механической защиты, включая использование направляющих воронок или отбойных буферов, для исключения возможности столкновения с расположенным рядом оборудованием.

5.12.8 Установка фундаментной плиты и ее выравнивание

Для СПД, конструкция которых включает донное основание, необходимо осуществить горизонтальное выравнивание с заданной точностью для обеспечения надлежащего взаимодействия и сопряжения различного оборудования. Стандартные методы выравнивания включают возможность одно- и двустороннего смещения свай относительно их направляющих, использование системы домкратов на углах донного основания и использование свай с управляемым погружением в грунт. В процессе выравнивания необходимо использовать средства контроля уровня.

Опорные плиты свайной конструкции должны иметь средства механического крепления плиты к сваям (путем цементирования или гидроразжима).

При проектировании донного основания и системы выравнивания необходимо учитывать следующие параметры:

- уклон морского дна, допуски при установке и возможности размыва грунта;
- силу присасывания грунта при смещении и выравнивании плиты;
- необходимость защиты свайных муфт от попадания грунта;
- использование фундаментной плиты с несущей конструкцией, предназначенной для поддержания головки колонны направления. В данном случае проверяется монолитность всей конструкции;
- для фундаментных плит и юбочных оснований предусматриваются устройства для стравливания воздуха в процессе прохождения зоны смачивания и выхода воды при погружении в грунт. Следует учитывать стабильность работы подъемника и вымывание грунта;
- конструкции с юбочным основанием являются самопогружающимися;
- в случае необходимости для систем с юбочной конструкцией должно использоваться откачивающее и нагнетательное насосное оборудование для выравнивания на заключительной стадии погружения в грунт или для размывания перед извлечением. Обе эти системы задействуются в соответствии с выбранной стратегией обслуживания;
- осадку грунта под опорной плитой (при установке и в процессе эксплуатации);
- тепловое воздействие добываемых углеводородов, особенно если в морском дне присутствуют газовые гидраты;
- условия вывода из эксплуатации.

5.12.9 Манифольд и трубопроводная обвязка

5.12.9.1 Функциональные требования

При проектировании системы манифольдов могут быть реализованы следующие функциональные требования:

- наличие трубопроводной обвязки, клапанов и средств управления потоком, обеспечивающих безопасный сбор добываемой продукции или распределение закачиваемых флюидов, таких как газ, вода или химические реагенты;

- наличие оборудования для измерения производительности отдельных скважин;
- если предусмотрено использование СОД, то наличие соответствующего контура (и петли) для его прохождения, камеры для пуска/приема СОД, соответствующих клапанов, а также требуемый внутренний диаметр трубопроводов;
- в случае использования инструментов TFL должны быть предусмотрены соответствующие клапаны и байпасные линии, необходимые для реализации этой функциональной возможности, см. *ГОСТ Р 59299*;
- наличие монтажного и защитного оборудования, необходимого для текущего контроля и управления операциями добычи/нагнетания. Манифольд может включать систему распределения гидравлической и/или электрической энергии для системы управления;
- обеспечение соединения выкидных линий. Манифольд обеспечивает возможность подключения и отсоединения выкидных линий. В манифольдах большого диаметра для этих целей используются гибкие трубы и компенсаторы. При этом соединение/разъединение одной выкидной линии не должно влиять на другие соединения.

Примечание — В зависимости от системы манифольда могут приниматься во внимание или все, или некоторые из перечисленных выше факторов.

Кроме того, конструкция системы манифольда должна:
- обеспечивать монтаж устьевой арматуры на колонной головке и ее извлечение без воздействий на соединения манифольда и на другую ПФА, что обычно реализуется за счет использования донного основания, которое позволяет извлекать устьевую арматуру без разрыва трубной обвязки манифольда;
- предусматривать установку резервных перемычек/линий в соответствии с выбранной стратегией обслуживания;
- принимать на себя все возможные нагрузки, которые могут возникать в подводной системе в процессе эксплуатации;
- соответствовать требованиям, установленным для выбранной концепции противовыбросовой защиты;
- соответствовать требованиям, установленным в соответствии со стратегией монтажа и испытаний.

5.12.9.2 Проектные характеристики

Конструкция манифольда и трубной обвязки должна учитывать характеристики рабочих флюидов. К таким флюидам относятся добываемые углеводороды (жидкие и газообразные), пластовая вода, закачиваемая вода, газы и химические реагенты.

Для данных флюидов должны быть определены следующие проектные характеристики:
- температура застывания;
- давление;
- температура;
- химический состав;
- вязкость;
- соотношение газ/нефть/вода;
- наличие и возможность образования песка/парафинов/гидратов;
- коррозионная активность.

5.12.9.3 Трубопроводная обвязка манифольда

Размеры (диаметр, толщина стенки и т. д.) труб определяют в соответствии с запланированным дебитом скважин и значениями устьевого давления (включая давление глушения и давление в закрытой скважине) для отдельных линий и/или объединенного потока. Вопросы нагнетания воды или газа, газлифта и использования инструмента TFL рассмотрены в *ГОСТ Р 59299*.

При определении диаметра труб необходимо учитывать ограничения по скорости течения флюида для снижения потерь давления и предотвращения эрозии, вызываемой воздействием потока. При определении необходимой толщины стенки следует учитывать допуск на внутреннюю коррозию. Общую конструкцию и крепление труб/вентилей следует рассчитывать с учетом нагрузок от ожидаемого режима течения с возможным образованием пробок. Возможная кислотная обработка призабойной зоны и связанное с ней попадание кислоты в систему труб манифольда может серьезно повлиять на выбор материалов и стоимость манифольда. Необходимо учитывать внешнее гидростатическое давление при определении диапазона рабочего давления. Особое внимание следует уделить трубопроводам на выходе штуцеров из-за возможных высоких скоростей флюидов. Сварка трубной обвязки манифоль-

да должна осуществляться встык. Скапливающаяся жидкость должна самостоятельно стекать в сторону подключения выкидных линий. Слив любых жидкостей в выпускных трубах следует осуществлять по возможности в основной приемный коллектор.

Для системы труб подводного манифольда могут быть применены *ГОСТ Р 54382*, см. также *[20]—[22]*.

Следует подчеркнуть, что настоящий стандарт не отдает предпочтение какому-то одному методу или стандарту перед другим; все приведенные стандарты имеют свое практическое применение. Другими словами, существует несколько методов, применимых для конструирования трубной обвязки манифольда, каждый из которых включает самостоятельные требования к проектированию. Однако ни один из указанных стандартов не создан специально для систем трубной обвязки подводных морских манифольдов. В некоторых случаях для разработки наилучшей конструкции трубной обвязки манифольда при проектировании может быть использовано множество норм и правил, учитывая необходимость решения особых задач, касающихся оптимизации веса, гибкости труб и нагрузок при соединении трубопроводных линий.

5.12.9.4 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание является важным условием проектирования системы. Методологию технического обслуживания следует сформулировать на начальной стадии конструирования комплекса опорной плиты и манифольда. Ниже приведены некоторые факторы, которые следует учитывать.

- использование методов, связанных с привлечением водолазов или использованием ТНПА;
- необходимость использования в конструкции заменяемых элементов;
- необходимость обеспечения свободного пространства для доступа водолазов и ТНПА;
- необходимость использования четкой маркировки, позволяющей различать сходные элементы;
- требования к возвышению оборудования над морским дном для обеспечения достаточной видимости;
- возможность безопасной эксплуатации системы при снятии отдельных элементов;
- возможность проведения анализа неисправностей для выявления неисправных элементов (последовательность действий для определения вида отказа).

5.12.9.5 Количество скважин

Число скважин в составе интегрированного комплекса донного основания и манифольда может различаться в зависимости от технологической схемы разработки месторождения. От числа скважин зависит размер донного основания и конструкция манифольда. В подводном комплексе следует предусматривать резервные буровые слоты на случай изменения технологической схемы разработки, бурения сухих скважин, возникновения осложнений при бурении и других непредвиденных обстоятельств.

5.12.9.6 Расстояние между скважинами

Размещение скважин может определяться типом и размерами бурового и эксплуатационного оборудования, требованиями к манифольду, допуском на тепловое расширение, требованиями к последующему техническому обслуживанию и проверке.

Необходимо обеспечить пространство для размещения таких элементов, как выкидные линии и устьевая обвязка, инструментов для их спуска, противовыбросовых превенторов, пространство вокруг устьевой арматуры и пространство для доступа инструментов технического обслуживания.

5.13 Добычные (эксплуатационные) райзеры

5.13.1 Общие положения

Специальные требования к добычным райзерам и их компонентам даны в общепризнанных нормах и стандартах. В качестве примера можно привести следующие стандарты: *ГОСТ Р 59309*, см. также *[8]*, *[13]* и *[23]*.

5.13.2 Проектные условия

При конструировании системы добычного райзера требуется определить эксплуатационные функции (характеристики потока), свойства флюида в линии, нагрузки от внешней среды и возможные перемещения оборудования, к которому райзер будет подсоединен. Результирующие нагрузки, силы, моменты и перемещения должны быть исследованы и проанализированы для заданной конструкции системы райзера и его элементов.

Имеется определенное сходство методов анализа конструкции буровых райзеров и жестких вертикальных эксплуатационных райзеров. В то же время имеются функциональные различия, которые следует учитывать при конструировании эксплуатационных райзеров. Эти различия заключаются в сроке эксплуатации, типе флюидов, давлениях и возможности регулярного проведения осмотра.

5.13.3 Функциональные и эксплуатационные условия

Каждую линию райзера следует проектировать с учетом требований к пропускной способности, давлению, коррозии, эрозии и температуре, обеспечению конструктивной целостности. Эксплуатационные условия должны включать требования к обслуживанию райзера в условиях шторма, в случае неудачных швартовок, при обрастании морскими организмами. Необходимо учитывать взаимодействие внутренних линий райзера и защитной оболочки при воздействии внешних нагрузок. На конструкцию райзера могут влиять требования к плановому осмотру, техническому обслуживанию и ремонту. Также на конструкцию райзера влияют сервисные операции в процессе эксплуатации (пуск/прием СОД трубопровода, удаление углеводородов перед отсоединением).

Для обеспечения требуемых эксплуатационных параметров при проектировании райзера следует учитывать конструкцию оборудования, к которому он подсоединен, как на добывающей платформе, так и на морском дне. Необходимо определить режим эксплуатации райзера при экстремальных смещениях плавучей добывающей платформы, а именно останется ли райзер в подсоединенном состоянии, будет ли извлечен на поверхность после разъединения или останется в воде в подвешенном состоянии. Размер и сложность конструкции райзеров могут быть уменьшены за счет объединения потоков продукции на морском дне, но это приведет к необходимости использования более сложного подводного оборудования.

5.13.4 Влияние параметров добычи

В процессе проектирования добычного райзера требуется не только определить возможные нагрузки, но и четко установить требования к количеству и размеру линий, возможным эксплуатационным режимам для соответствия требованиям всего проекта добычи. Эксплуатационные режимы могут включать: транспорт пластовых и закачиваемых (воды, газа, реагентов) флюидов, испытание скважины, обеспечения функций контроля/управления режимом в затрубном пространстве, использование инструментов TFL. На выбор конструкции существенно влияет необходимость проведения в будущем капитального ремонта скважины. Кроме того, на конструкцию райзера влияют решения по управлению режимом входящих и исходящих потоков. Например, райзер может быть рассчитан на давление, равное давлению в закрытой скважине. В качестве альтернативы, для защиты выкидных линий или другого оборудования может быть использована интегрированная система защиты от избыточного давления. Вопросы применения системы защиты от избыточного давления рассмотрены в А.8.8.

Срок службы райзера необходимо рассматривать не только с точки зрения оценки износа и усталости, но и коррозии (внутренней и внешней), а также вероятности возникновения экстремальных нагрузок. Решение всех этих вопросов на ранней стадии может упростить процесс разработки требуемой конструкции райзера.

5.13.5 Осмотр и техническое обслуживание

Требования к осмотру и техническому обслуживанию в процессе эксплуатации добычного райзера необходимо определить на стадии технического проекта. Метод контроля может оказать существенное влияние на размер и конструкцию райзера. Методология контроля должна основываться на сроках реализации проекта и требованиях регламентирующих документов. Требования к техническому обслуживанию оказывают влияние на пространственную конфигурацию райзера и на систему его крепления, влияя тем самым на конструкцию райзера.

5.13.6 Монтаж и извлечение

Необходимо провести анализ системы райзера с учетом нагрузок, возникающих в процессе монтажа, эксплуатации и извлечения райзера.

5.14 Системы обслуживания с использованием аппаратов и инструментов с дистанционным управлением

Системы обслуживания могут работать под управлением водолазов, ТНПА и ДУИ. Специальные проектные требования к интерфейсам таких аппаратов с СПД и ее элементами приведены в *[10]* и *[11]*.

5.15 Цветовая окраска и маркировка

Требования к цветовой окраске и маркировке оборудования СПД установлены в приложении С.

6 Материалы и защита от коррозии

6.1 Общие принципы

При проектировании следует принимать во внимание такие критерии, как срок эксплуатации, организация мониторинга и технического обслуживания, обеспечение безопасности и охраны окружающей среды, эксплуатационная надежность и специальные проектные требования. Выбор материалов должен проводиться с учетом законодательных и нормативных требований.

Поскольку доступ к подводному оборудованию для технического обслуживания и ремонта ограничен, а сами работы являются дорогостоящими, для обеспечения эксплуатационной надежности на протяжении всего срока эксплуатации должен быть проведен тщательный отбор материалов.

Выбор материалов следует осуществлять на основе оценки коррозионного и эрозионного воздействия, как описано в данном разделе. Необходимо учитывать воздействие всех возможных сред, как внешних, так и внутренних. Механизмы изменения свойств материалов (например, усталостное и коррозионно-усталостное разрушение, износ, истирание) следует рассматривать для соответствующего оборудования и условий эксплуатации.

Механические свойства материалов и ограничения на их применение должны соответствовать требованиям стандартов на проектирование и рекомендациям, приведенным в 6.5. Должна быть принята во внимание технологическая свариваемость материалов для исключения возможности образования дефектов при изготовлении.

При окончательном выборе материалов следует провести тщательную оценку таких параметров, как стоимость и доступность приобретения материалов.

Примечание — Для оценки стоимости на протяжении жизненного цикла может быть применена методология, приведенная в *[24]*. Конечный пользователь должен определять порядок применения требований и рекомендаций раздела 6 и устанавливать требования к проектированию. Сторона, ответственная за выбор материалов для устройств и оборудования, определяется условием контракта. При наличии соглашения между пользователем/заказчиком и поставщиком/производителем с учетом специфики месторождения могут быть установлены требования, отличные от изложенных в разделе 6. Целью данного подхода является не замена индивидуальной инженерной оценки, а обеспечение и дополнение процесса выбора материалов, а в тех случаях, когда требования не установлены, обеспечение рекомендации по выбору оптимального решения.

6.2 Оценка коррозионной активности

6.2.1 Исходные условия для проектирования

В процессе оценки коррозионной активности необходимо учитывать воздействие на элементы системы всех возможных сред, включая этапы транспортирования, хранения, монтажа, испытаний и консервации. В число этих сред, как правило, входят:

- морская вода;
- добываемый флюид;
- растворы, применяемые в процессе бурения и заканчивания скважин;
- жидкость гидравлической системы управления;
- химические реагенты, такие как ингибиторы, жидкости для интенсификации притока в скважине и т. д.

Рекомендуется разрабатывать матрицу совместимости, показывающую, какая среда воздействует на элементы системы.

6.2.2 Внутренняя коррозия

6.2.2.1 Системы, содержащие углеводороды

Для определения общей коррозионной активности флюидов по отношению к рассматриваемым материалам следует проводить оценку коррозионных процессов.

Оценку коррозии целесообразно проводить на основе расчетной модели с учетом *[25]*, результатов соответствующих испытаний или на согласованных с конечным пользователем данных, полученных для условий конкретного месторождения. Поскольку всегда присутствует общая и локальная коррозия углеродистой стали, необходимо рассчитывать интенсивность коррозии для условий эксплуатации.

Для систем, подверженных воздействию углеводородов и изготовленных из углеродистых и низколегированных сталей или CRA, должна быть проведена оценка механизмов действия коррозии, приведенных в таблице 1. Дополнительная информация о коррозионных процессах и параметрах приведена в *[25]*.

Таблица 1 — Материалы, предрасположенные к коррозии в системах, содержащих углеводороды

Коррозионные процессы	Углеродистая и низколегированная сталь	CRA
Коррозия, вызванная CO_2 и H_2S	Да	Да[1)]
Микробиологическая коррозия	Да	Да
Сероводородное растрескивание под напряжением/коррозионное растрескивание под напряжением, вызванное H_2S	Да	Да
Водородное растрескивание/ступенчатое растрескивание	Да	Нет
[1)] Присутствие H_2S в сочетании с CO_2 может приводить к возникновению локального(ых) CRA. Критическими параметрами являются температура, содержание хлоридов, показатель pH и парциальное давление H_2S. Общие приемлемые границы изменяются в зависимости от вида CRA.		

В тех случаях, когда имеется потенциал для значительного выноса песка, должна быть выполнена оценка возможной эрозии. В результате этой оценки должен быть подготовлен прогноз объема выноса песка и вызванного им повреждения оборудования. Для оценки вероятности эрозионного разрушения могут быть использованы прогнозные модели. Используемая модель должна быть определена или согласована пользователем. Даже в тех случаях, когда прогнозируемая интенсивность эрозии низкая, необходимо оценить потенциал совместного эрозионно-коррозионного воздействия.

Химические реагенты, применяемые для предотвращения и удаления солевых отложений и интенсификации притока, могут быть коррозионно-активными и должны учитываться в процессе оценки потенциальной коррозии.

6.2.2.2 Нагнетательные системы

Нагнетательные системы применяются для закачки в пласт воды или газа с целью их утилизации или интенсификации добычи.

Системы закачки воды включают оборудование для нагнетания деаэрированной воды, необработанной морской воды, хлорированной морской воды, пластовой воды, включая воду водоносных горизонтов, и смеси различных вод.

Примечание — Вода водоносных горизонтов может быть использована для нагнетания в нефтеносные пласты.

Возможные механизмы коррозии и их оценка для систем нагнетания газа и пластовой воды, включая воду водоносных горизонтов, аналогичны приведенным в 6.2.2.1 для систем, содержащих углеводороды. Дополнительная информация о методологии и параметрах оценки приведена в *[25]*.

Все элементы, которые могут контактировать с закачиваемой водой, должны быть устойчивы к реагентам, применяемым для обработки скважин и вызова притока, на случай возникновения в системе закачки обратного потока.

6.2.3 Внешняя коррозия

При оценке внешней коррозии необходимо учитывать следующие факторы:

- атмосферную коррозию при транспортировании оборудования;
- коррозию на этапах хранения и строительства;
- коррозию под действием морской воды в процессе и после монтажа;
- наличие катодной защиты.

Известно, что некоторые виды материалов, такие как мартенситная и дуплексная нержавеющие стали и другие высокопрочные сплавы восприимчивы к водородному растрескиванию под напряжением в случае, если они подвержены воздействию нагрузки при наличии катодной защиты. Рекомендации для проектирования и ограничения механических свойств материалов указаны в 6.5.

6.3 Контроль коррозии

6.3.1 Снижение электрохимической коррозии

Оценку возможной коррозии необходимо выполнять в тех случаях, когда имеет место контакт разнородных металлов. При наличии электрического контакта разнородных материалов для защиты от коррозии применяется катодная защита.

Когда оценка коррозионной активности показывает потенциальную возможность электрохимической коррозии разнородных металлов, применяемых при добыче углеводородов, необходимо рассмотреть возможность реализации мер, направленных на снижение электрохимической коррозии. Примеры таких технологий приведены в *[25]*.

Примечание — Дополнительные рекомендации по защите от коррозии сварных соединений приведены в *[26]*.

6.3.2 Наплавленный слой сварного шва

При сварке углеродистых сталей выбор материалов для формирования сварного шва должен осуществляться с учетом сведений, приведенных в таблице 3. Для систем, содержащих углеводороды с коррозионно-активными компонентами, наплавленный слой сварного шва с толщиной не менее 3,0 мм может заменить однородный CRA.

При использовании в качестве материала сварного шва сплава 625 максимальное содержание железа в последнем слое должно составлять 10 %.

При эксплуатации в коррозионно-активной среде любые материалы, применяемые для повышения твердости поверхности, должны иметь документально подтвержденные свойства коррозионной стойкости, соответствующие условиям применения.

6.3.3 Применение химических реагентов

Ингибиторы коррозии, поглотители кислорода или другие химические реагенты могут быть использованы для снижения коррозионной активности скважинной продукции, в системах нагнетания воды и морской воды. Эффективность применяемых реагентов в условиях эксплуатации, их сочетаемость с другими используемыми химическими веществами должна быть документально подтверждена.

В квалификационные испытания необходимо включить все виды химических реагентов используемых одновременно. Это особенно важно для поверхностно-активных веществ.

В технологических системах, системах нагнетания воды и других системах могут быть использованы биоциды для предотвращения размножения бактерий, вызывающих микробиологическую коррозию.

Ингибиторы коррозии могут иметь низкую эффективность по отношению к углеродистым и низколегированным сталям, используемым в добывающих скважинах, ПФА и подводных трубопроводах. Эффективность ингибитора, начиная от ПФА и далее по потоку, должна оцениваться в каждом случае отдельно, поскольку она зависит от режима потока, конфигурации трубопроводной системы и расположения точек нагнетания реагента.

6.3.4 Катодная защита

Подводные конструкции должны быть защищены от коррозии за счет применения лакокрасочных покрытий в сочетании с катодной защитой. Катодная защита предотвращает все виды электрохимической коррозии, включая щелевую коррозию. Конструктивные и извлекаемые элементы должны иметь независимые системы катодной защиты, спроектированные для установленного срока эксплуатации.

Катодную защиту следует применять для всех материалов, подверженных коррозии под действием морской воды. Исключением являются элементы, для которых с практической точки зрения сложно обеспечить надежный электрический контакт с протекторами. Такие элементы необходимо изготовлять или из материалов, устойчивых к воздействию морской воды, или из углеродистой стали с допуском на коррозию, достаточным для обеспечения установленного срока службы.

Примечание — Примером материалов, которые могут считаться устойчивыми к коррозии при погружении в морскую воду и, следовательно, не требующие катодной защиты и специальных покрытий, являются:

- титановые сплавы;
- нержавеющая сталь и сплавы на основе Ni с показателем PREN ≥ 40 (температура эксплуатации менее 20 °С);
- полимеры, армированные фиброволокнами.

Некоторые титановые сплавы при воздействии катодной защиты подвержены образованию гидридов.

Между анодами и защищаемыми элементами рекомендуется использовать сварные соединения. Электрическая непрерывность системы катодной защиты должна быть подтверждена измерениями для всех элементов и частей, не имеющих сварного соединения с анодами. Максимально допустимое сопротивление, при котором сохраняется электрическая непрерывность, составляет 0,1 Ом. Особое внимание следует уделить электрической непрерывности цепи между болтами и конструкциями, оборудованными катодной защитой, например за счет удаления защитных покрытий с резьбы болтов и поверхностей под болтами/гайками/шайбами.

Для обеспечения эффективности катодной защиты необходимо применение защитных покрытий для поверхностей сложных форм. Покрытия для труб с внешним диаметром менее 25 мм (1,0 дюйм) не требуется.

6.3.5 Применение лакокрасочных покрытий

При выборе лакокрасочных покрытий необходимо учитывать конструктивные решения, условия при эксплуатации, хранении, транспортировании, монтаже и вводе в эксплуатацию. На этапе изготовления необходимо обеспечить требуемую временную защиту от коррозии.

Требования к выполнению всех работ приведены в *[27]*. Для элементов, погружаемых в морскую воду, лакокрасочные покрытия целесообразно выбирать с учетом *[28]* и/или сведений, представленных в таблице 2.

Лакокрасочные покрытия следует применять в сочетании с катодной защитой. Электроизоляционные свойства лакокрасочного покрытия должны соответствовать проектным параметрам электрохимической защиты.

Представленные в таблице 2 системы лакокрасочных покрытий предназначены для применения при температуре окружающей среды до 50 °С. Для более высоких температур эксплуатации необходимо проведение специальных исследований, а эксплуатационные параметры должны быть документально подтверждены. Для температур в диапазоне от 50 °С до 100 °С может считаться приемлемым нанесение методом погружения двух слоев эпоксидного фенольного покрытия, каждый толщиной 125 мкм.

Примечание — Покрытия в виде эпоксидных фенольных пленок, нанесенных методом погружения, являются более хрупкими и мало подходят для элементов, подверженным значительным упругим и пластическим деформациям.

Применение дополнительных слоев покрытия с уменьшенной толщиной пленки допустимо при условии, что каждый слой наносится в соответствии с рекомендациями производителя покрытия.

Таблица 2 — Лакокрасочные покрытия

Применение	Подготовка поверхности	Лакокрасочное покрытие
Углеродистая сталь в морской воде	Чистота: в соответствии *с ГОСТ Р ИСО 8501-1* Sa $2^{1/2}$	Двухкомпонентная эпоксидная система Минимальное число слоев — два
	Шероховатость: в соответствии с *ГОСТ Р ИСО 8501-1*, см. также *[29]—[31]*	
	Средняя степень G (от 50 до 85 мкм, R_{y5})	
Коррозионно-стойкий сплав в морской воде	Абразивная очистка с неметаллическим не содержащим хлоридов абразивом до получения профиля шероховатости приблизительно от 25 до 45 мкм	Минимальная толщина сухой пленки лакокрасочного покрытия 350 мкм

6.4 Выбор материалов

6.4.1 Подводные системы

В таблице 3 представлены материалы, используемые в различных системах. Возможен выбор материалов, отличных от установленных в настоящем стандарте, при условии наличия преимуществ в стоимости, безопасности и надежности.

Все металлические материалы должны поставляться в соответствии с признанными международными стандартами на производство.

Для всех внешних поверхностей, подверженных воздействию морской воды, предполагается применение катодной защиты.

6.4.2 Крепежные элементы

Выбор материалов для крепежных элементов должен осуществляться на основе требований соответствующих норм проектирования для соединений.

Крепежные элементы, находящиеся под действием катодной защиты, следует изготовлять из низколегированных сталей. Установленный минимальный предел текучести материала не должен превышать 725 МПа. При отсутствии катодной защиты крепежные элементы следует изготовлять из матери-

алов, устойчивых к воздействию морской воды. Дополнительные требования к свойствам материалов изложены в 6.5.

Возможно применение крепежных элементов без защитного покрытия или с одним из следующих покрытий:

- фторополимеры с отверждением при нагревании, такие как политетрафторэтилен (при обеспечении электрической непрерывности катодной защиты);
- электролитическое цинкование;
- химические покрытия, такие как фосфатирование.

Все гальванические покрытия следует выбирать в соответствии с требованиями национальных и международных стандартов в области охраны труда и защиты окружающей среды применительно к этапам изготовления и эксплуатации.

Крепежные элементы из низколегированных сталей с пределом прочности на разрыв более 1000 МПа или твердостью по Роквеллу выше 31 HRC и подверженные очитке кислотой и/или электролитическому покрытию целесообразно подвергать отжигу (см. *[32]*).

Таблица 3 — Выбор материалов для подводных систем

Применение		Материалы
Устьевая обвязка и ПФА	устьевая обвязка и ПФА для добычных скважин	Углеродистая и низкоуглеродистая сталь с покрытием уплотняемых поверхностей и поверхностей, подверженных воздействию добываемого флюида, сплавом 625. Сталь типа 13Cr с покрытием или без покрытия уплотняемых поверхностей сплавом 625 в зависимости от коррозионной активности добываемого флюида
	устьевая обвязка и ПФА для закачки деаэрированной морской воды	Углеродистая и низкоуглеродистая сталь с плакированием сплавом 625 всех уплотняемых и смачиваемых поверхностей.
	устьевая обвязка и ПФА для закачки аэрированной морской воды	Углеродистая и низкоуглеродистая сталь с плакированием сплавом 625 всех смачиваемых поверхностей
	устьевая обвязка и ПФА для закачки пластовой воды, включая воду водоносных горизонтов	Углеродистая и низкоуглеродистая сталь с плакированием сплавом 625 всех смачиваемых поверхностей
Трубная обвязка манифольда	трубная обвязка для углеводородов; трубная обвязка для пластовой воды, включая воду водоносных горизонтов	Углеродистая сталь (защита ингибитором коррозии). Углеродистая сталь с плакированием CRA. Тип 22Cr дуплекс. Тип 25Cr дуплекс. Тип 6Mo дуплекс
	трубная обвязка для деаэрированной морской воды	Тип 22Cr дуплекс
	трубная обвязка для неподготовленной морской воды	CRA с показателем PREN ≥ 40. GRP и сплавы на основе титана
	трубная обвязка и фитинги систем КИП	Тип 316 или CRA с высоким показателем PREN[a]
	жидкость гидравлической системы/гликоль/метанол; химические реагенты и флюид из затрубного пространства	Тип 316 или CRA с высоким показателем PREN

Окончание таблицы 3

Применение		Материалы
Трубная обвязка манифольда	внутренние поверхности извлекаемых клапанов внутренние поверхности неизвлекаемых клапанов	Сталь типа 13Cr. CRA с показателем PREN выше, чем у материала корпуса клапана. Сплав 718. CRA с показателем PREN выше, чем у материала корпуса клапана
Система управления	металлические трубы в составе шлангокабеля	Тип 25Cr дуплекс. Углеродистая сталь с покрытием цинком. UNS S32001[b,c,d] с покрытием цинком
	полимерные трубы в составе шлангокабеля	Полиамид 11. Термопластовые эластомеры. Высокопрочный карбон или высокопрочное полимерное волокно[e]

[a] Использование стали типа 316 для линий КИП допустимо для применения в подводном оборудовании при наличии катодной защиты. Применение стали типа 316 не рекомендуется для линий КИП, которые подвержены воздействию атмосферы в условиях тропического климата.

[b] Может быть использована углеродистая сталь и нержавеющая сталь с показателем PREN ниже, чем у стали типа 316, при условии что их применимость подтверждена документально на основе опыта использования на месторождении или на основе результатов испытаний.

[c] Нержавеющая сталь дуплекс с показателем PREN < 40 может быть использована при наличии катодной защиты.

[d] Может быть использована углеродистая сталь с внешней защитой (катодная защита в сочетании с покрытиями, такими как органические покрытия или напыление алюминия) при соблюдении требований к чистоте поверхности.

[e] Требуется документальное подтверждение функциональности с учетом видов флюидов и срока службы. Не использовать для работы с метанолом.

6.4.3 Материалы уплотнений

При выборе материалов для кольцевых прокладок необходимо учитывать все возможные условия окружающей среды (включая воздействия на этапе проведения пусконаладочных работ). Кольцевые прокладки, как минимум, должны быть устойчивы к условиям эксплуатации.

Для неметаллических уплотнений необходимо принимать во внимание возможность щелевой коррозии на границе «металл — неметалл».

Для систем неподготовленной морской воды особое внимание следует уделить требованиям к стойкости материалов к щелевой и электрохимической коррозии в условиях эксплуатации.

Материалы для уплотнительных колец в соединениях типа API, как правило, выбирают с более низкой твердостью, по сравнению с материалом фланца. Это необходимо для обеспечения посадки уплотнительного кольца и предотвращения повреждения кольцевой канавки на фланцах.

Кольцевые уплотнители, предназначенные для установки с упругими поверхностями, например, кольцевые прокладки для соединительных патрубков или компактных фланцев, должны быть изготовлены из материалов соответствующей текучести и ударной вязкости. При выборе материалов для кольцевых уплотнителей необходимо учитывать ограничения, устанавливаемые *ГОСТ Р 53678* и *ГОСТ Р 53679* с учетом воздействия внешней среды или *[33]*, если применимо.

6.4.4 Полимерные материалы

Выбор полимерных материалов, включая эластомеры, должен основываться на тщательном анализе функциональных требований в заданных условиях эксплуатации. Материалы должны быть квалифицированы в соответствии с процедурами, установленными в соответствующих стандартах на материалы и проектирование. В зависимости от применения оценке и документированию подлежат следующие характеристики:

- термостойкость и сопротивление старению при заданных температуре и условиях окружающей среды;

- физические и механические свойства;
- тепловое расширение;
- увеличение и сжатие при абсорбировании газа или жидкости;
- диффузия газа и жидкости;
- устойчивость при падении давления в нефтяных/газовых системах, работающих под высоким давлением;
- химическая устойчивость;
- контроль технологии изготовления.

Свойства материала, существенные для проектирования, условий применения и проектного срока службы, должны быть подтверждены документально. Документация должна включать результаты соответствующих испытаний и сведения об успешном опыте применения в аналогичных проектах, условиях эксплуатации и условиях окружающей среды. Проверка на совместимость, критерии приемки и методы определения срока службы должны быть определены с учетом всех видов рабочих флюидов. Для всех полимерных материалов должны быть представлены сведения об инфильтрации и абсорбции рабочих жидкостей и газов.

Полимерные уплотняющие материалы, используемые в системе заканчивания скважин, ПФА, клапанах манифольда и неизвлекаемых элементах подводного оборудования, должны быть тщательно документированы.

6.5 Механические свойства и ограничения на применение материалов

При выборе материалов должны быть учтены их механические свойства (например, предел текучести, предел прочности на разрыв, твердость и ударная вязкость, свариваемость).

При определении минимальной проектной температуры должны быть приняты во внимание температурные воздействия на промежуточных этапах, таких как изготовление, хранение, испытания, ввод в эксплуатацию, транспортирование и пусконаладка.

В общем виде, применительно к проектированию и ограничению механических свойств должны применяться следующие рекомендации и требования по выбору материалов.

- допустимый минимальный предел текучести (SMYS) для сталей, предназначенных под сварку, не должен превышать 560 МПа (более высокое значение допустимо при условии подтверждения свойств основного материала, околошовной зоны и металла сварного шва более высокого давления с учетом воздействия всех флюидов, определенных в 6.2.1);
- в условиях присутствия сероводорода ограничения на применение материалов должны определяться в соответствии с требованиями *ГОСТ Р 53678* и *ГОСТ Р 53679*, см. также [*33*];
- не должны применяться легкообрабатываемые стали;
- литье из аустенитной нержавеющей стали с показателем PREN ≥ 40 не следует использовать для сварных стыковых соединений вследствие риска образования микротрещин в зоне термического влияния сварного соединения;
- твердость сварного шва и металла в зоне термического влияния для всех видов сталей не должна превышать 350 HV10 для условий отсутствия сероводорода;
- титан не должен применяться в присутствии фтористоводородной кислоты и чистого метанола (должна быть обеспечена объемная доля содержания воды не менее 5 %).

Для всех изделий, включая крепежные элементы, которые находятся под действием катодной защиты, должны применяться следующие дополнительные требования:

- фактический предел текучести всех видов сталей не должен превышать 950 МПа;
- твердость всех видов сталей не должна превышать 35 HRC или 328 HB;
- для элементов, изготовленных из дуплексной нержавеющей стали, целесообразно обеспечить соответствие [*34*];
- для элементов, изготовленных из сплавов на основе никеля, не рекомендуется превышение значений твердости, установленных в [*35*];
- титан не должен применяться в подводных элементах, подверженных воздействию морской воды, при наличии катодной защиты.

Примечание — Для преобразования численного значения твердости может использоваться *[36]*.

7 Изготовление и испытания

7.1 Общие требования и рекомендации

7.1.1 Отдельные устройства, системы и оборудование СПД должны соответствовать установленным требованиям, которые должны быть подтверждены заводскими приемочными испытаниями, а также комплексными испытаниями СПД.

Компоненты или объекты СПД следует.

- изготовлять и подвергать испытаниям в соответствии с заранее определенными процедурами качества и планами обеспечения качества;
- изготовлять с использованием проверенных на месте эксплуатации материалов, элементов и процессов (если это практически реализуемо);
- подвергать контролю на соответствие проектным чертежам с документальной фиксацией допустимых отклонений;
- подвергать испытаниям, которые моделируют фактические условия месторождения, если это практически реализуемо;
- подвергать приемо-сдаточным испытаниям до отгрузки потребителю;
- защищать и упаковывать в соответствии с требованиями по доставке.

7.1.2 Программа приемочных испытаний должна выполняться на предприятии-изготовителе для получения гарантии изготовления компонентов и системы в целом в соответствии с заданными требованиями и техническими условиями. Все выявленные неисправности должны быть исследованы для определения их причин и устранены.

Приемо-сдаточные испытания перед отгрузкой следует проводить для отдельного оборудования, систем и компонентов СПД и СПД в сборе.

Все вносимые изменения в оборудование СПД должны быть задокументированы на стадии производства.

Чистота гидравлических систем достигается за счет соблюдения чистоты в процессе сборки и последующей промывки. Конструкция гидравлической системы должна включать промывочные и вентиляционные отверстия, расположенные в доступных местах. Требования к чистоте должны быть определены на стадии конструирования.

Электронные компоненты подлежат испытаниям на стойкость к внешним воздействиям для выявления элементов, подлежащих отбраковке, подверженных отказам в начальный период эксплуатации.

Все гидравлические системы следует дважды проверять на соответствие требованиям к чистоте перед поставкой и перед монтажом.

7.2 Требования к методике проведения испытаний

7.2.1 Формат методики испытания

7.2.1.1 При проведении комплексного испытания СПД необходимо определить: цель и границы испытаний, требования к фиксаторам/стойкам, используемые приспособления и оборудование, внешние условия, необходимый персонал, эксплуатационные характеристики, вносимые изменения, критерии приемки, справочную информацию и информацию для сертификации.

7.2.1.2 Порядок проведения различных испытаний необходимо организовывать аналогично порядку процедур комплексных испытаний и операций по вводу в эксплуатацию. Порядок ввода в эксплуатацию следует разрабатывать до определения методики проведения испытаний, следовательно, требования конечного потребителя необходимо определить до разработки методов испытаний. Соблюдение данного требования необходимо для обеспечения возможности в дальнейшем использовать опыт предыдущего этапа испытаний. Опыт, приобретенный на стадии заводских приемочных испытаний, является приемлемым при проведении комплексных испытаний и при вводе в эксплуатацию.

7.2.1.3 Предварительно необходимо сформулировать требования к моделированию нагрузок и воздействий, возникающих при монтаже и эксплуатации системы, включая моделирование воздействий окружающей среды.

7.2.1.4 Следует разработать специальную методику испытаний для элементов или оборудования, требующих сертификации, вследствие особых функциональных требований, требований к составу материалов или конструкции.

7.2.2 Типы испытаний

7.2.2.1 Общие положения

Проводимые испытания зависят от вида СПД. При наличии возможности, испытания лучше проводить с использованием реального подводного оборудования и инструментов. Если невозможно провести полномасштабное испытание, то рабочие характеристики системы следует подтвердить функциональной проверкой.

7.2.2.2 Сборка, контроль формы и функциональный контроль

Все компоненты, включая запасные части, необходимо проверять на удобство монтажа и технического обслуживания, а также на взаимозаменяемость. Контроль стыков следует осуществлять в статическом и динамическом режимах.

Сборочные приспособления и макеты могут быть использованы в случае, когда тестирование взаимодействия реальных узлов является нецелесообразным. Для больших заказов идентичного оборудования испытание следует провести, как минимум, для первоначальной партии.

Контроль формы следует проводить таким образом, чтобы подтвердить характеристики системы с позиции направления и ориентации. В некоторых случаях требуется проведение тестирования в условиях, моделирующих реальные, чтобы подтвердить правильное функционирование элементов и узлов в подводных условиях.

Для некоторых участков может потребоваться проведение циклических испытаний и испытаний с перерывами, чтобы подтвердить стабильность функционирования новых или сертифицированных конструкций. Первоочередной целью при проведении испытаний такого типа является проверка функционирования клапанов, систем передачи данных, соединителей в гидравлических и химических системах.

Необходима проверка расположения оборудования, включая контроль допусков и соосности. Для оборудования, допускающего регулировку положения, для проверки возможности регулирования следует преднамеренно изменять положение.

Функциональный контроль должен включать готовность к пуску, аварийный сброс, обратимость, воспроизводимость и герметичность конструкции. Контролю подлежат отдельные компоненты, инструменты для спуска, подсистемы и вся система в сборе.

7.2.2.3 Моделирование

Испытания должны включать моделирование условий месторождения и внешней среды на всех этапах эксплуатации — от монтажа до технического обслуживания. Может возникнуть необходимость проведения специальных испытаний для операций погрузки/разгрузки, транспортирования, погружения. Может возникнуть необходимость в проведении контроля рабочих характеристик, включающего измерения времени реакции, рабочего давления, объемов флюидов, а также операции по обнаружению неисправностей и остановке системы. Испытательное оборудование системы управления должно обеспечивать моделирование в условиях приближенных к реальным всех первичных процессов, связанных с управлением и мониторингом подводного добычного оборудования.

7.3 Требования к комплексным испытаниям

7.3.1 До начала комплексных испытаний должно быть проработано детальное описание процедур тестирования.

Набор тестов, проводимых в процессе комплексных испытаний, должен использоваться для проверки стабильности функционирования системы, подтверждения соответствия требованиям по взаимодействию узлов и требованиям к надлежащему функционированию системы в сборе.

Комплексные испытания СПД должны включать:

- документируемые функциональные испытания компонентов и подсистем перед отгрузкой;
- документируемые заключительные функциональные испытания, включая испытания на герметичность;
- документируемое финальное тестирование всех интерфейсов электрической и гидравлической систем управления;
- документируемые тесты всех сопрягающихся элементов и модулей с позиции расположения и ориентации;
- моделирование режимов монтажа, технического обслуживания и добычи, для проверки и оптимизации процедур и технических условий;
- эксплуатацию в специальных режимах, включая предельно допустимые условия, для выявления дефектов в системе, инструментах и процессах;

- работу в режиме, максимально приближенном к реальному, для получения информации о системе, например, о времени реакции на действия по отключению и т. д;
- тестирование оборудования для подтверждения реализуемости проведения всех плановых операций по сборке и нормального функционирования оборудования в составе единой системы;
- выполнение требуемых операций по заполнению рабочими жидкостями, смазке, очистке, консервированию и упаковке;
- заключительный контроль для проверки соответствия технической документации.

7.3.2 Объем комплексных испытаний следует определить на начальной стадии. Пример программы комплексных испытаний приведен в приложении С.

7.3.3 Обучение персонала, включая изучение оборудования и процедур, является существенным фактором при проведении комплексных испытаний. Данный аспект является особенно важным для обеспечения квалификации персонала, безопасности и эффективности монтажных и прочих работ.

7.3.4 Допустимо снижение объема требуемых испытаний для повторных поставок изделий, прошедших тестирование.

8 Требования к технологическим операциям

8.1 Общие положения

В разделе рассмотрены следующие операции:
- транспортирование и операции по погрузке/выгрузке;
- монтаж;
- бурение и заканчивание;
- подключение и ввод в эксплуатацию;
- регулировка и настройка;
- техническое обслуживание и ремонт;
- вывод из эксплуатации.

8.2 Транспортирование и погрузка/выгрузка

Элементы СПД должны отвечать следующим требованиям.
- обеспечивать возможность подъема с использованием крана буровой установки (при необходимости);
- минимизировать подготовительные операции для транспортирования;
- иметь маркировку с указанием уникального номера, сухой массы и требуемой грузоподъемности.

В процессе проектирования оборудования для операций по выгрузке в море необходимо учитывать грузоподъемность морских судов. Спускоподъемные операции следует проводить с использованием специально предназначенных для этого строп.

8.3 Требования к установке

8.3.1 Требования при установке

Элементы СПД в процессе установки должны отвечать следующим требованиям:
- усилие зажима при соединении модулей не должно обеспечиваться только давлением в гидравлической системе;
- приостановка операции не должна приводить к снижению уровня безопасности;
- необходимо обеспечить возможность контроля соединения после его осуществления;
- должен быть обеспечен быстрый, простой и надежный монтаж модулей;
- необходимо иметь оборудование для проведения тестирования перед установкой, в случае необходимости с использованием испытательных салазок;
- необходимо минимизировать попадание воды или мусора (которые могут угрожать функциональности системы) в гидравлические линии в процессе соединения;
- конструкция оборудования должна способствовать достижению им требуемой ориентации во время монтажа;
- технология монтажа должна обеспечивать возможность (временно или постоянно) запуска в трубопроводы СОД;

- конструкция соединительных элементов должна обеспечивать соединение при попадании между соединяемыми поверхностями незначительного количества морского грунта или обеспечивать возможность промывки поверхностей перед соединением;
- быть нечувствительными к воздействию качки;
- не допускать утечки опасных флюидов в процессе монтажа и эксплуатации;
- свести к минимуму воздействие сбоев в работе оборудования, которые могут привести к утечке углеводородов;
- обеспечивать проведение периодических испытаний полной работоспособности системы.

8.3.2 Метод монтажа и используемое оборудование

8.3.2.1 Метод монтажа и оборудование, используемое для установки СПД и трубопроводов, должны быть надежными и отвечать требованиям безопасности. Процесс установки СПД должен полностью соответствовать следующим требованиям:

- монтажное оборудование (временное или стационарное) не должно создавать препятствий и ограничивать доступ при проведении операций регулировки и настройки,
- отсоединение талей, подъемной траверсы, рамы и других устройств, используемых при монтаже, должно осуществляться в соответствии с установленными принципами монтажа, при необходимости должно быть обеспечено резервирование;
- монтажная система не должна являться источником опасности в процессе монтажа, отсоединения, подсоединения и перемещения;
- спускоподъемные приспособления следует конструировать с учетом минимизации высоты подъема;
- монтажная лифтовая рама (в качестве опций) может включать зону, оборудованную спусковыми тросами, приспособления с буксировочными канатами, крепления для установочного инструмента, лестницы и смотровые площадки;
- метод монтажа и последовательность операций должны учитывать условия окружающей среды, характеристики морского дна и требуемые подготовительные работы.

8.3.2.2 При монтаже СПД должны обеспечиваться следующие требования:

- видеозапись процесса установки;
- использование легко управляемых и извлекаемых монтажных инструментов, для которых необходимо провести оценку возможных отказов;
- возможность избегать использования уникальных судов;
- использование для установки минимального количества судов;
- проведение работ при погодных условиях, определенных в соответствии с типом оборудования и судна, обеспечивающего монтажные работы;
- процесс установки и используемые инструменты должны соответствовать требованиям документации,
- последовательность операций при установке должна быть полностью обратима;
- проведение внутрискважинных работ с применением стандартного оборудования;
- возможность закачки химических реагентов для контроля образования гидратов и парафинов в период пуска, очистки и опробования скважины.

8.3.3 Используемые суда

Следует провести сравнительный технико-экономический анализ следующих вариантов:

- использование одного многоцелевого судна для выполнения всех требуемых при установке операций (изыскания, монтаж конструкций, выполнение подводных подключений);
- использование нескольких специализированных судов.

В результате, должен быть выбран наиболее предпочтительный вариант. На стадии проектирования должен быть проведен анализ предстоящих монтажных работ и определен полный список требуемого оборудования для выгрузки, тестирования, спуска и извлечения систем. Окончательно процесс монтажа определяется после выбора судна для установки.

Необходимо предусмотреть оборудование для аварийного разъединения на всех этапах установки, включая непредвиденные ситуации вследствие дрейфа.

8.4 Требования к бурению и заканчиванию

8.4.1 Конструкция СПД, с точки зрения безопасности и надежной эксплуатации, должна обеспечивать качественное взаимодействие с буровой установкой на этапе бурения и заканчивания скважин.

Требования, относящиеся к взаимодействию подводного оборудования и буровой установки, следует определять на ранней стадии проекта для гарантии того, что они должным образом будут реализованы во время конструирования СПД.

8.4.2 К системам бурения и заканчивания устанавливают следующие требования:

- при капитальном ремонте необходимо предусмотреть возможность остановки скважины и безопасного отсоединения в случае недопустимого смещения судна от заданной позиции. Время, требуемое на указанные операции, определяют на основе анализа эксплуатационной безопасности;
- в режиме бурения необходимо предусмотреть возможность закрытия противовыбросового превентора и отсоединения нижнего блока водоотделяющей колоны в случае недопустимого смещения судна от заданной позиции. Время, требуемое на указанные операции, определяют на основе анализа рисков.

8.4.3 Конструкция СПД при необходимости должна обеспечивать:

- одновременное проведение следующих операций: бурения, заканчивания, подключения выкидных линий, замены модуля;
- удаление или возврат на буровую установку бурового шлама.

8.5 Требования к подключению и вводу в эксплуатацию

8.5.1 Общие требования

При проведении операций на борту платформы или судна необходимо:

- проверить взаимодействие со всеми системами платформы;
- удостовериться, что СПД готова к запуску.

Последовательность пусконаладочных работ и операций по вводу в эксплуатацию может быть разделена на следующие этапы:

- проверка расположенного на борту платформы или судна оборудования управления подводной добычей;
- проверка расположенных на палубе вспомогательных систем для СПД;
- проверка выкидных линий и запорных клапанов;
- проверка СПД.

8.5.2 Детальные требования

До начала монтажа должны быть проведены комплексные испытания всего оборудования. Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию следует проводить в соответствии с установленными процедурами комплексных испытаний и эксплуатации.

8.5.3 Проверка оборудования управления подводной добычей, расположенного на борту судна или платформы

Целью данной проверки является контроль функционирования оборудования управления подводной добычей, расположенного на ВС, и проверка его взаимодействия с другими системами платформы или судна. Частью этой проверки является контроль системы аварийного останова, включая время ее реагирования.

Расположенное на ВС оборудование управления подводной добычей можно разделить на следующие компоненты:

- система управления подводным оборудованием содержит прикладные программы для управления подводным оборудованием. В ее состав могут входить коммуникационные модемы и система энергообеспечения подводных электронных модулей;
- гидравлическая силовая установка.

Проверка считается завершенной, если приведенные ниже тесты проведены успешно:

- проверка функционирования источника бесперебойного электропитания;
- проверка передачи команд от автоматизированной системы управления и безопасности через бортовой блок управления в подводные модули управления, с отображением результатов выполнения команд на дисплее системы;
- функциональная проверка последовательности отключения;
- функциональная проверка гидравлической силовой установки,
- тест работы расположенного на платформе блока управления при поступлении на него команд от систем прекращения добычи или аварийной остановки, которые также находятся на платформе.

Для проведения указанных тестов может потребоваться установка на платформе подводного модуля управления и испытательного стенда.

8.5.4 Проверка расположенных на палубе вспомогательных систем для СПД

Целью проверки является контроль функционирования систем инженерного обеспечения. В состав указанных систем входят:

- система подачи метанола;
- система контроля затрубного пространства;
- система ингибитора коррозии,
- система ингибитора образования отложений.

Тест считается успешным, если успешно завершены следующие проверки:

- опрессовка системы и контроль утечек;
- проверка работы всех вентилей, задвижек и клапанов;
- проверка функционирования системы, включая контроль расхода и давления.

Эти проверки необходимо выполнить до начала тех испытаний подводного оборудования, для проведения которых требуется функциональная готовность систем инженерного обеспечения.

8.5.5 Ввод в эксплуатацию выкидных линий и запорной арматуры

8.5.5.1 Тестирование

Деятельность на стадии пусконаладочных операций и ввода в эксплуатацию выкидных линий и соответствующей трубопроводной арматуры включает следующие операции:

- опрессовка выкидных линий;
- дренирование выкидных линий;
- контроль герметичности арматуры на подводном манифольде;
- проверка герметичности входных запорных вентилей на платформе;
- контроль работы задвижек на подводном манифольде;
- контроль работы входных запорных клапанов на платформе;
- контроль работы штуцеров на платформе;
- контроль работы входных запорных клапанов на платформе в режиме остановки добычи;
- осушка выкидных линий (если требуется для обеспечения потока).

8.5.5.2 Опрессовка выкидных линий

Целью данной операции является контроль герметичности трубопроводов. Контроль считается завершенным успешно при отсутствии утечек в течение заданного испытательного периода (обычно от 8 до 24 часов) или, если это предписано нормативными документами Российской Федерации, при условии сохранения стабильного значения испытательного давления в течение заданного времени.

Для проведения данного испытания необходимо установить критерии приемки. Давление при испытании устанавливается в 1,25 раз больше максимального рабочего значения. Выбранные на этапе проектирования стандарты устанавливают требования к величине давления в процессе испытания (см. 5.11.3).

8.5.5.3 Осушка выкидных линий

Целью данной операции является подготовка трубопроводов к пуску. Выкидные линии могут быть заполнены дизельным топливом, сырой нефтью, азотом или природным газом.

8.5.5.4 Контроль герметичности запорной арматуры

Целью данного испытания является проверка соответствия приемочным критериям величины утечки на установленной ЗА. При разработке газовых месторождений необходимо осуществлять проверку герметичности на оборудовании ВС с использованием азота.

8.5.5.5 Контроль работы задвижек на подводном манифольде

Целью данного испытания является проверка функционирования ЗА подводного манифольда. Работой арматуры можно управлять дистанционно или с применением ТНПА.

Тест считается положительно завершенным, если успешно выполнены следующие операции:

- управление задвижками с использованием системы управления добычей, включая проверку системы индикации положения задвижек;
- управление задвижками с использованием ТНПА. Проверка включает контроль взаимодействия рабочего ТНПА и задвижки, контроль системы индикации положения задвижки, а также работу задвижки в процессе комплексных испытаний.

8.5.5.6 Контроль работы входных запорных клапанов на платформе

Данный тест проводится с целью проверки надлежащей работы запорных клапанов, расположенных на платформе. Тест считается пройденным успешно, если были получены следующие результаты:

- подтверждено управление клапанами, как на месте, так и дистанционно;
- система индикации положения клапанов работает корректно,

- автоматизированная система управления и безопасности (при ее наличии) корректно отображает положение клапанов.

8.5.5.7 Контроль работы штуцеров на платформе

Данное испытание проводится с целью проверки надлежащей работы установленных на платформе штуцеров. Тест считается пройденным успешно, если были получены следующие результаты:

- автоматизированной системой управления и безопасности регулировка штуцера осуществляется во всем диапазоне (от 0 % до 100 %). Испытание должно проводиться в рабочих условиях;
- автоматизированная система управления и безопасности правильно отображает положение штуцера;
- время, необходимое для перехода из полностью открытого состояния в полностью закрытое, соответствует нормативному.

8.5.5.8 Контроль работы входных запорных клапанов на платформе в режиме остановки добычи

В результате данного теста должно быть показано, что все используемые запорные клапаны закрываются при прекращении добычи или аварийном останове.

Тест считается пройденным успешно, если все используемые запорные клапаны срабатывают в заданных ситуациях. Эти ситуации должны быть определены в матрице причин и следствий останова/аварийного останова.

8.5.6 Ввод в эксплуатацию СПД

8.5.6.1 Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы и операции по вводу в эксплуатацию СПД можно разделить на следующие этапы:

- испытание сопротивления изоляции и целостности электрической распределительной системы;
- проверка взаимодействия с подводным модулем управления;
- контроль работы системы внешних датчиков;
- контроль утечек в распределительной гидравлической системе;
- контроль утечек в системах распределения химических реагентов и контроля затрубного пространства;
- контроль работы клапанов устьевой арматуры и манифольда;
- контроль утечек в клапанах устьевой арматуры;
- проверочные испытания датчиков, установленных в затрубном пространстве, на забое и на входе в манифольд.

8.5.6.2 Испытание сопротивления изоляции и целостности электрической распределительной системы

Целью данного испытания является проверка целостности электрической распределительной системы. Последовательность тестирования должна соответствовать основным принципам проверки, выполняемой перед подводным подключением любой подсистемы. Окончательный тест должен показать работоспособность всей системы — от платформы до модуля управления.

8.5.6.3 Проверка взаимодействия с модулем управления

В ходе данного испытания необходимо установить и проконтролировать связь между блоком управления на платформе (или тестовым персональном компьютере) и соответствующим подводным модулем управления. Частью данного теста должна быть проверка внутреннего состояния модуля управления.

Перед началом тестирования должны быть проверены следующие системы:

- электрические и/или оптические системы связи;
- размещенный на платформе подводный модуль управления или используемый для тестирования контроллер.

Контроль считается пройденным успешно, если были получены следующие результаты:

- установлена связь в соответствии с заданным протоколом между контроллером и подводным электронным модулем;
- данные о состоянии системы, передаваемые подводным электронным модулем, в надлежащем виде отображаются на оборудовании, установленном на платформе;
- поступают корректные данные с внешних датчиков подводного модуля управления.

8.5.6.4 Контроль работы датчиков системы управления подводной добычей

В результате этого испытания необходимо подтвердить, что со всех датчиков (давления, температуры, контроля утечки газа и т. д.) поступают данные.

Контроль считается пройденным успешно, если на контроллер системы управления поступают корректные данные со всех датчиков.

8.5.6.5 Контроль утечек в гидравлической системе

В результате этого испытания необходимо подтвердить отсутствие утечек в гидравлической системе. Последовательность тестирования должна соответствовать основным принципам проверки, выполняемой перед подводным подключением любой подсистемы. Окончательный тест должен показать работоспособность всей системы — от платформы до модуля управления.

Перед проведением этого теста необходимо проверить работоспособность гидравлической силовой установки или специального оборудования для тестирования.

Тест считается пройденным успешно, если в системе не происходит падения давления в течение заданного периода времени. Критерии приемки необходимо разрабатывать для каждого отдельного случая.

При разработке критериев приемки необходимо учитывать наличие допустимой утечки в клапанах подводного модуля управления.

8.5.6.6 Контроль утечек в системах распределения химических реагентов и контроля затрубного пространства

В результате этого испытания необходимо подтвердить отсутствие утечек в системах распределения химических реагентов и контроля затрубного пространства. Последовательность тестирования должна соответствовать основным принципам проверки, выполняемой перед подводным подключением любой подсистемы. Окончательный тест должен показать работоспособность всей системы, от платформы до подводной устьевой арматуры.

Перед проведением данного теста необходимо проверить работоспособность системы нагнетания химических реагентов или специального оборудования для тестирования.

Тест считается пройденным успешно, если в системе не происходит падения давления в течение заданного периода времени. Критерии приемки необходимо разрабатывать для каждого отдельного случая.

8.5.6.7 Контроль работы клапанов подводной устьевой арматуры

Целью данного испытания является проверка работоспособности клапанов (вентилей, задвижек) устьевой арматуры в режиме добычи.

Перед проведением данного испытания необходимо удостовериться в работоспособности следующих систем:

- устьевой арматуры (проверяется на буровой установке);
- распределительной системы;
- модуля управления (контроль связи);
- гидравлической силовой установки или специального оборудования для тестирования;
- установленного на платформе модуля управления подводным оборудованием;
- системы подачи метанола или аналогичной системы для проведения тестирования;
- системы контроля затрубного пространства.

Весь тест считается пройденным успешно, если в процессе проверки успешно выполнены следующие этапы:

- всеми клапанами (вентилями, задвижками) подводной устьевой арматуры, которые находятся под контролем системы управления добычей, успешно отработаны команды на открытие и закрытие, поданные размещенным на платформе модулем управления;
- система индикации положения клапанов, входящая в блок управления, корректно отобразила изменение положения клапанов (вентилей, задвижек).

При наличии резервирования тестирование клапанов подводной устьевой арматуры следует проводить независимо для основной и резервной части.

В процессе разработки детальной процедуры выполнения данного теста необходимо предусмотреть операции выравнивания давления на клапанах.

8.5.6.8 Контроль утечек в клапанах устьевой арматуры

Целью этого испытания является подтверждение соответствия величины утечки в контролируемых вентилях (клапанах, задвижках) подводной устьевой арматуры установленным допустимым предельным значениям. Это требуется в том случае, если данное испытание не проводилось на буровой установке или скважина была законсервирована после заканчивания.

Перед проведением этого испытания необходимо удостовериться в работоспособности следующих систем:

- устьевой арматуры (проверяется на буровой установке);
- системы управления распределением потоков;
- подводного модуля управления (проверка связи с устройством);
- гидравлической силовой установки;
- установленного на платформе модуля управления;
- системы подачи химических реагентов;
- системы контроля затрубного пространства.

Испытание считается проведенным успешно, когда давление на испытываемых клапанах фиксируется на протяжении четырех минут. Критерии оценки следует разрабатывать на основе *ГОСТ Р ИСО 13628-4*. Перепад давления на клапане во время испытаний должен составлять от 5 до 9 МПа.

Необходимо обращать внимание на клапаны, работающие с минимальным перепадом давления.

В рабочем режиме устьевой арматуры максимальный перепад давления на вентилях (клапанах, задвижках) составляет 3 МПа.

Стандартная последовательность операций при вводе системы в эксплуатацию приведена в приложении D.

8.6 Требования к внутрискважинным работам

8.6.1 Техническое обслуживание скважины проводится путем вертикального доступа или с применением оборудования TFL.

8.6.2 Вертикальный доступ может осуществляться через подводную устьевую арматуру или противовыбросовый превентор, устанавливаемый после снятия ПФА. При использовании устьевой арматуры горизонтального типа ввод в скважину осуществляется через ПФА. Для соединения подводной устьевой арматуры или превентора с судном требуется система райзера, включающая линии потока и линии управления. Требуется использование конструкций соответствующих подводных или надводных противовыбросовых превенторов, которые удовлетворяют требуемым условиям и соответствуют общепринятой в отрасли практике и нормативным документам.

8.6.3 Подводные скважины должны быть безопасно остановлены до начала проведения каких-либо внутрискважинных работ, которые могут привести к выбросу добываемого флюида. Перед разъединением находящегося под давлением соединения следует установить, по меньшей мере, два барьера (для которых, по возможности, необходимо провести испытания под давлением). Поставленная цель может достигаться путем закрытия клапана устьевой арматуры или управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя, установки заглушек в колонне НКТ, закрытия задвижки затрубного пространства, или путем заполнения скважины раствором для глушения. Выбор процедуры зависит от конкретной ситуации и определяется оператором.

8.6.4 Спуск и посадку инструмента, подсоединяемого к подводной устьевой арматуре и/или устью скважины, необходимо производить плавно, без толчков и ударов в целях исключения повреждения установленных элементов. Буровая установка или судно при спуске компоновки должны быть перемещены в сторону от центра скважины для того, чтобы снизить риск воздействия падающих предметов или обломков породы на скважину или соседние элементы.

8.6.5 По окончании внутрискважинных работ элементы скважинного оборудования и устьевой арматуры должны быть установлены на свои места, после чего необходимо выполнить проверку в соответствии с процедурами, предусмотренными для первоначальной установки.

Для проведения ремонтных операций может быть использован способ ввода в скважину инструмента системы TFL через выкидные линии. Типовые задачи, решаемые с применением данной технологии, включают смену инструментов и замену, например, управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя.

8.6.6 Управление скважиной в процессе внутрискважинных работ возможно только через систему управления капитальным ремонтом. Должна быть обеспечена возможность остановки соседних скважин с борта судна, проводящего ремонт, например, за счет постоянной связи с главной платформой.

8.6.7 Следует обеспечить возможность использования нескольких подходящих судов для проведения внутрискважинных работ.

8.6.8 Все клапаны (задвижки), которые могут препятствовать доступу в скважину в случае неисправности гидравлической системы, следует оснастить механическим приводом.

8.6.9 Легко заменяемые элементы/модули следует оценивать с позиции надежности.

8.6.10 Следует определить возможные ограничения для оборудования, накладываемые установленной последовательностью выполнения операций во время монтажа и замены.

8.6.11 Необходимо рассмотреть требования к безопасности в зоне проведения скважинных работ.

8.7 Требования к техническому обслуживанию

8.7.1 Общие требования

Техническое обслуживание СПД следует проводить по двум основным категориям работ: обслуживание подводного оборудования и надводного оборудования, включая райзеры и специальные подводные инструменты.

8.7.2 Планирование

8.7.2.1 Планирование технического обслуживания необходимо проводить в процессе проектирования СПД и оборудования. Необходимо определить потенциальные задачи при обслуживании, оценить возможные подходы к их решению, выбрать оборудование и аппаратные средства, которые следует включить в состав СПД для решения задач диагностики и технического обслуживания. В некоторых случаях применимы стандартные методы технического обслуживания (привлечение водолазов с ручным инструментом), в других случаях требуется использование ТНПА.

8.7.2.2 Специальные процедуры технического обслуживания и используемые инструменты следует проверить и оценить в процессе испытаний, проводимых на берегу. Необходимо составить общее описание процедур и, при необходимости, провести полномасштабные испытания. Рекомендуется подготовить подробную фото- и/или видеодокументацию для подводного оборудования и инструментов технического обслуживания.

8.7.2.3 Следует подготовить детальную методику проведения технического обслуживания до начала каких-либо операций под водой. Методика должна включать перечень планируемых работ и определять пути совмещения технического обслуживания с другой деятельностью на месторождении. Описание каждой процедуры должно включать перечень требуемых материалов и оборудования, а также полный список работ.

8.7.2.4 Требуется документировать все завершенные работы по техническому обслуживанию в соответствии с установленными для данной процедуры требованиями.

8.7.2.5 План технического обслуживания должен предусматривать периодическое обследование как подводного, так и надводного оборудования.

8.7.3 Техническое обслуживание и ремонт подводного оборудования, установленного на морском дне

8.7.3.1 Техническое обслуживание оборудования, установленного на морском дне (устье скважины, ПФА, модули управления, вентили, задвижки, манифольд, опорные плиты, выкидные линии и их соединители, основания райзеров и сами райзеры), осуществляется либо путем замены модуля, либо проведением ремонта на месте эксплуатации. Модульная или элементная замена предусматривает упаковку подлежащих ремонту/техническому обслуживанию изделий в составные блоки, которые могут быть подняты на поверхность для замены или ремонта. Модули могут быть сняты и заменены с помощью инструментов, спускаемых на бурильных трубах, канатах и ТНПА, или с использованием процедур, предполагающих участие людей (привлечение водолазов, использование обитаемых и управляемых экипажем аппаратов).

8.7.3.2 Ремонтом, выполняемым на месте эксплуатации, называется ремонт, проводимый без поднятия оборудования на поверхность. Ремонт может выполняться с помощью ТНПА и ДУИ, водолазов или погружением в компрессионной камере.

8.7.3.3 Необходимо провести диагностику и попытаться установить причину отказа до начала ремонтных работ. Требуется остановить скважину с неисправным оборудованием, а СПД перевести в режим, обеспечивающий безопасное снятие/ремонт требуемых элементов. При использовании системы манифольда допустимо отключение одной или нескольких скважин с продолжением нормальной эксплуатации остальных. Затем следует ввести специальные меры безопасности, такие как получение разрешений на проведение технических операций, которые позволят предотвратить возможность случайного включения оборудования персоналом после его перевода в безопасное состояние.

8.7.3.4 Давление в трубопроводах следует выровнять с давлением морской воды. Следует принять меры по недопущению попадания из труб в воду углеводородов и жидкостей, которые могут привести к загрязнению окружающей среды.

8.7.3.5 Электрические цепи следует обесточить, если они представляют опасность для водолазов и систем технического обслуживания.

8.7.3.6 Спуск и подъем инструмента, модулей на бурильных колоннах или канатах следует выполнять с осторожностью, чтобы свести к минимуму риски повреждения оборудования на дне моря из-за падения предметов или ударов при позиционировании или посадке.

8.7.3.7 После завершения технических операций на подводном оборудовании следует провести предпусковые испытания СПД. Необходимо вести полную запись всех работ по техническому обслуживанию и испытаниям.

8.7.4 Техническое обслуживание надводного оборудования

Техническое обслуживание расположенных на поверхности элементов СПД (верхние узлы райзера, оборудование управления добычей, инженерные сети, оборудование системы TFL и т. д.) выполняется в соответствии с обычными процедурами, применяемыми для расположенного на поверхности технологического оборудования. В то же время можно устанавливать специальные требования, связанные с особенностями эксплуатации подводного оборудования, например, требования к чистоте жидкости, используемой в гидравлической системе. Также следует проводить планово-предупредительные и текущие ремонтные работы.

8.8 Требования к выводу из эксплуатации

8.8.1 Общие требования

К работам по выводу из эксплуатации относятся: установка цементного моста и ликвидация скважин, демонтаж подводного оборудования, очистка дна и финальный осмотр. Следует свести к минимуму возможное воздействие на окружающую среду, например, сброс углеводородсодержащих жидкостей, в процессе работ по выводу из эксплуатации.

Конструкция оборудования СПД должна включать элементы, которые облегчают процесс вывода из эксплуатации, такие как узлы для подсоединения подъемного оборудования.

СПД в части вывода ее из эксплуатации должна отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать прекращение работы без снижения безопасности;
- обеспечивать возможность слива добываемого флюида из манифольдов, выкидных линий, емкостей хранения и т. д.;
- обеспечивать возможность извлечения содержащего углеводороды оборудования или его промывку, если оно остается на месте. Для предотвращения загрязнения промывочные жидкости должны направляться на поверхность.

8.8.2 Требования к выводу из эксплуатации на этапе проектирования

Конструкция оборудования СПД должна обеспечивать:

- удобство проведения операций по выводу из эксплуатации;
- возможность восстановления оборудования для его повторного использования (если необходимо).

8.8.3 Работы по окончании ликвидации

После окончания всех операций по ликвидации оборудования необходимо провести осмотр площадки и при наличии оставляемого оборудования нанести его местоположение на карту.

8.8.4 Комплекс опорной плиты и манифольда

8.8.4.1 Общие требования

Когда принимается решение по выводу из эксплуатации опорной плиты, то метод работ следует выбирать с учетом изменений, произведенных в опорной плите и технологии извлечения. В некоторых ситуациях опорную плиту и манифольд можно оставить на месте. Если планируется их извлечение, то предварительно рекомендуется провести обследование для оценки физического состояния.

Состояние элементов крепления для подъемного оборудования и балластной системы (при ее наличии) является существенным фактором при принятии решения. Детальный план извлечения разрабатывается после сбора всей требуемой информации.

8.8.4.2 Опорные плиты

Для проведения работ по извлечению опорной плиты необходимо:

- отсоединить все райзеры, трубопроводы, выкидные линии, линии управления и энергообеспечения;
- обрезать свайные элементы, включая обсадные колонны, на требуемом уровне ниже профиля дна акватории. При необходимости, удалить отрезанные секции свай для уменьшения эффекта всасывания и снижения подъемного усилия при извлечении опорной плиты. При необходимости отсоединить опорную плиту от свай для предотвращения разрушения опорной плиты при извлечении.

Удаление опорной плиты требует детального планирования и может включать следующие операции:

- анализ подъемного усилия;
- удаление обрезков и цемента;
- закачка воды для снижения эффекта присасывания;
- добавление устройств, повышающих плавучесть, и подъемного оборудования.

Крановая баржа или подъемное судно должны обладать запасом грузоподъемности, если груз окажется более тяжелым, чем ожидалось. Рекомендуется вести визуальное наблюдение за процессом подъема с использованием камер, установленных на ТНПА, или с привлечением водолазов. После того, как плита извлечена и размещена на барже, она может быть доставлена в место утилизации.

8.8.4.3 Манифольды

Ликвидация манифольдов, находящихся в составе интегрированного комплекса опорной плиты, осуществляется вместе с опорной плитой. Манифольды, спроектированные для установки и извлечения с помощью буровой установки, могут быть ликвидированы в процессе работ по ликвидации скважин. Для отдельных систем манифольдов, например в основании райзера, требуется разработка собственного плана по ликвидации.

8.8.5 Внутрипромысловые трубопроводы

Внутрипромысловые трубопроводы после их эксплуатации могут быть оставлены на морском дне или демонтированы.

Внутрипромысловые трубопроводы и манифольды должны быть очищены, промыты и заполнены ингибированной морской водой или другой нейтральной жидкостью. В случае, если внутрипромысловые трубопроводы остаются на дне после вывода из эксплуатации, то должны быть приняты меры, предписываемые требованиями нормативных документов, например, установлены заглушки. Концы внутрипромысловых трубопроводы не должны выступать над профилем дна, создавая угрозу их зацепления.

Подготовка и проведение мероприятий по извлечению внутрипромысловых трубопроводов должны соответствовать принципам, изложенным выше для опорной плиты и манифольда.

Вывод из эксплуатации и демонтаж шлангокабелей, проложенных вместе или отдельно от внутрипромысловых трубопроводов, следует выполнять в соответствии с изложенной выше процедурой.

9 Требования к технической документации

9.1 Общие требования

Все этапы жизненного цикла СПД (проектирование, изготовление и монтаж; пуск, эксплуатация, диагностика и обслуживание; ликвидация) должны обеспечиваться необходимой технической документацией.

9.2 Требования к документации на стадии проектирования и изготовления

Документация на стадиях проектирования и изготовления (в общем случае) должна включать:

- сборочные чертежи, диаграммы, схемы (включая техническую документацию изготовителя оборудования);
- документацию на разработку прикладного программного обеспечения;
- результаты анализа рисков и отчеты с анализом обеспечения безопасности;
- описание процедур и протоколы испытаний;
- спецификации и таблицы технических характеристик оборудования и защитных устройств подводного оборудования (при необходимости);
- инструкции по эксплуатации и обслуживанию модулей и элементов СПД.

Формы записи данных приведены в приложении F.

9.3 Требования к документации на стадии эксплуатации и обслуживания

Руководство по эксплуатации и обслуживанию должно включать:

- рабочие диапазоны параметров;
- процедуры хранения и консервации;
- проектные рабочие режимы;
- процедуры пуска/останова;

- список запасных частей;
- чертежи и иллюстрации;
- процедуры выгрузки;
- отчеты по контролю веса (если применимо);
- процедуры подключения и ввода в эксплуатацию (если применимо);
- процедуры вывода из эксплуатации (если применимо);
- форму для регистрации любых изменений, сделанных в системе за период ее эксплуатации.

9.4 Требования к документации изготовителя и монтажной документации

В указанную документацию следует включить:
- отчеты об укладке трубопроводов и шлангокабелей;
- отчетные материалы и записи испытаний;
- отчеты о результатах осмотра оборудования после изготовления и монтажа.

Приложение А
(справочное)

Общие сведения по системам подводной добычи

А.1 Общие положения

СПД классифицируются по степени сложности от единичной (автономной) скважины, связанной внутрипромысловым трубопроводом с морской платформой, до нескольких скважин в составе интегрированного комплекса или куста скважин, расположенных вокруг манифольда, продукция от которого направляется на стационарную или плавучую платформу или непосредственно на берег.

Целью настоящего приложения является:

- привести описание типового оборудования СПД;
- привести описание типовых соединений подводного оборудования с оборудованием ВС морской платформы;
- предоставить общее руководство по различным вопросам проектирования СПД.

А.2 Общее описание системы подводной добычи

А.2.1 Общие положения

А.2.1.1 В состав СПД входит следующее оборудование:

- устье скважины с обсадными колоннами, которое является несущей конструкцией для устьевой обвязки;
- ПФА, включая управляемые задвижки и клапаны;
- донное основание или опорная конструкция, предназначенная для ориентации и размещения на ней разного оборудования;
- система манифольда для сбора и распределения потоков различных флюидов;
- подводное технологическое оборудование, включая сепараторы, насосы или компрессоры и соответствующее оборудование энергообеспечения;
- система управления подводной добычей и подводным оборудованием, включая многофазные расходомеры, датчики выноса песка, детекторы утечек;
- система нагнетания химических реагентов;
- система шлангокабеля;
- одна или несколько выкидных линий, предназначенных для транспортирования добытых и/или нагнетаемых флюидов между скважинами и основным технологическим оборудованием;
- один или несколько райзеров для транспортировки добываемых и/или нагнетаемых флюидов между расположенными на дне выкидными линиями и основным технологическим оборудованием;
- оборудование системы доступа в скважину.

Схема, отображающая основные сооружения, устройства и оборудование СПД, представлена на рисунке А.1.

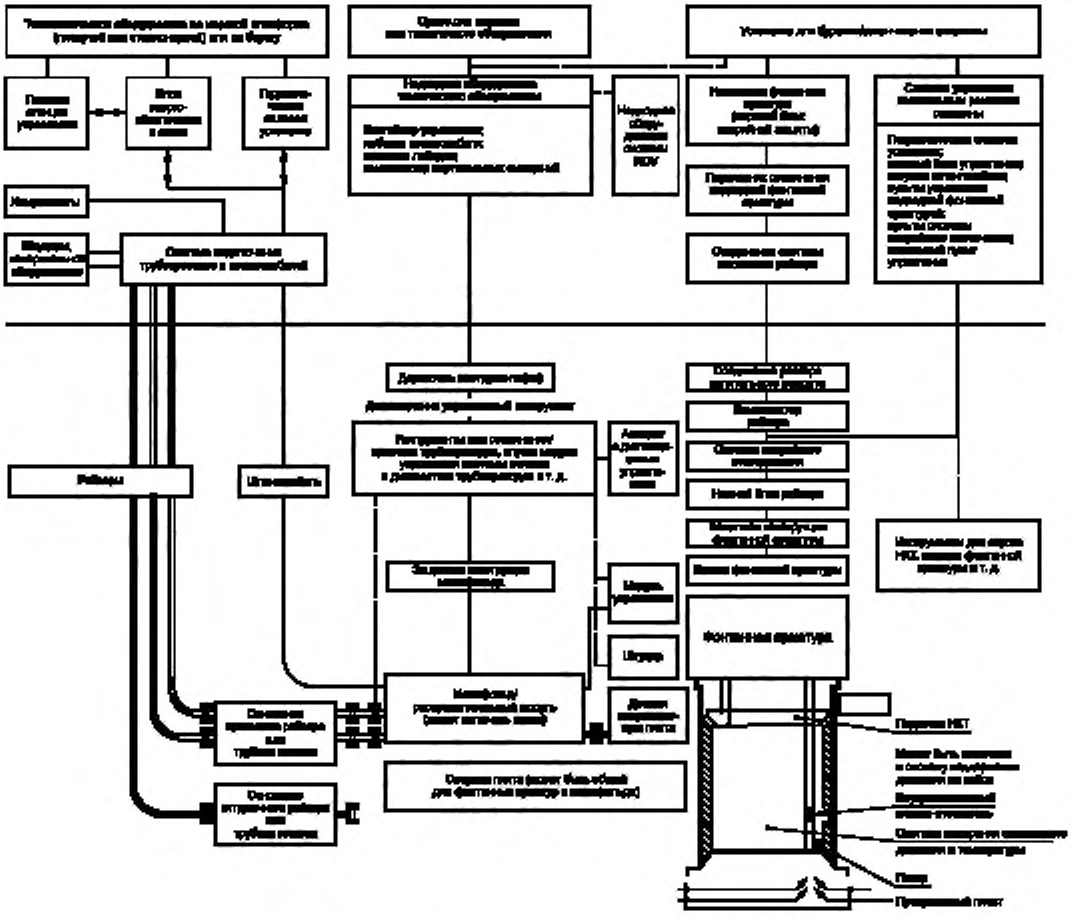


Рисунок А.1 — Основные элементы СПД

А.2.1.2 Устройства и оборудование СПД функционально взаимосвязаны друг с другом, а также:

- с внутрискважинным оборудованием, таким как клапаны-отсекатели, система нагнетания химических реагентов, внутрискважинные датчики (например, давления/температуры) и другое дистанционно управляемое оборудование, например регулирования потока;
- с технологическим оборудованием на главном сооружении, включая автоматизированную систему управления верхних строений и оборудование системы пробкоуловителя.

А.2.2 Конфигурация системы

А.2.2.1 Общие положения

Устройства и оборудование СПД могут быть скомпонованы различным образом, исходя из особенностей месторождения и стратегии оператора.

Наиболее часто встречаются следующие конфигурации:

- единичные скважины-спутники, связанные с главным сооружением отдельными выкидными линиями;
- последовательно соединенные скважины, связанные с главным сооружением общим промысловым трубопроводом;
- группы скважин, подсоединяемые выкидными линиями к отдельному манифольду, от которого объединенный поток продукции подается на газораспределительную станцию;
- несколько скважин, расположенных на общей опорной плите, включающей сборный манифольд, от которого объединенный поток подается на газораспределительную станцию.

Основные характеристики указанных конфигураций приведены ниже вместе с информацией о других элементах СПД, таких как оборудование для испытания скважин, системы позиционирования при установке оборудования и элементы для защиты оборудования.

Следует отметить, что СПД не исчерпывается приведенными выше конфигурациями. Возможны другие схемы комбинирования, например, скважины-спутники и/или кусты скважин могут быть подключены к донному основанию с группой скважин.

А.2.2.2 Единичные скважины-спутники

Данная схема обустройства в основном используется при невозможности достижения требуемой величины отхода скважин при их бурении с главного сооружения (если оно предназначено для бурения и добычи), обладающего необходимым запасом производительности оборудования. С точки зрения выполняемых работ данная конфигурация аналогична многократному использованию системы автономной скважины-спутника. Предпочтительнее выкидную линию и шлангокабель прокладывать методом протяжки от главного сооружения в сторону скважины для того, чтобы уменьшить количество операций на морском дне вокруг главной установки. Выкидная линия и шлангокабель могут подсоединяться непосредственно к соответствующим элементам устьевой арматуры, что предполагает возможность рационализации аппаратных средств.

А.2.2.3 Последовательное соединение

Несколько скважин-спутников могут соединяться последовательно таким образом, чтобы продукция подавалась в общую выкидную линию. Такая организация промысла позволяет уменьшить число внутрипромысловых трубопроводов, но создает сложности с обеспечением дебита наиболее удаленных скважин, так как продукция этих скважин будет поступать в уже заполненный трубопровод. При таком расположении скважин общая выкидная линия проходит через подводную устьевую фонтанную арматуру каждой скважины. Это требует монтажа дополнительного изолирующего оборудования для случая, когда одна или несколько устьевых фонтанных арматур еще не установлены.

А.2.2.4 Кусты скважин

Данная конфигурация предусматривает подсоединение ряда скважин-спутников к расположенному в центре сборному манифольду при помощи гибких или жестких труб. Манифольд соединяется с главным сооружением одним или несколькими трубопроводами. Довольно распространенным решением является использование двух трубопроводов одинакового размера. Это обеспечивает большую гибкость в борьбе с гидратообразованием, позволяет одновременно осуществлять добычу из скважин с разным давлением, осуществлять круговой прогон СОД трубопровода, дает возможность использования одной из двух линий для испытаний скважин.

Система куста скважин с манифольдом обеспечивает возможность одновременного проведения операций бурения и добычи, что сокращает время бурения, а также позволяет осуществить более гибкий подход в плане размещения скважин в оптимальных для бурения местах, чем использование опорной плиты для размещения устьев скважин.

Отдельные кусты ограничиваются относительно небольшим числом скважин, как правило, от четырех до шести, так что центральный манифольд имеет относительно небольшие размеры и может быть установлен через буровую шахту соответствующего судна. Кусты могут соединяться с главным сооружением последовательно либо отдельными выкидными линиями.

Использование таких кустов скважин позволяет избежать ряда сложностей, имеющих место при проектировании единой опорной плиты для скважин и манифольда. При необходимости защиты подводного оборудования от рыболовных тралов, конфигурация «куст скважин—манифольд» является более затратной, поскольку для каждой скважины необходима отдельная защитная конструкция.

Дополнительная информация о кустах скважин содержится в А.6.

А.2.2.5 Донные основания

Опорные плиты имеют разнообразную конструкцию (более детальная информация представлена в А.6) и выполняют многие из функций, приведенных в предыдущем разделе, но с некоторыми характерными отличиями.

В объединенной системе опорной плиты скважины и манифольд располагаются на одной и той же конструкции. Устья скважин и их выкидные линии аналогичны элементам в конфигурации «куст скважин—манифольд», однако в данном случае используются очень короткие соединения жесткими трубами. Опорные плиты, по сравнению с кустом скважин, имеют дополнительные ограничения на конструктивные допуски, а для установки больших опорных плит требуется плавучий кран соответствующей грузоподъемности.

Манифольд опорной плиты связан с главным сооружением одной или несколькими выкидными линиями. При использовании двух выкидных линий одного диаметра возможно одновременно вести добычу из скважин с различным давлением, а также выполнять круговой прогон СОД. Конфигурация с двумя выкидными линиями позволяет использовать один из трубопроводов для испытания скважин, однако это может затруднить обеспечение стабильности потока.

Небольшие опорные плиты (на три или четыре скважины) могут соединяться последовательно, в то время как более крупные опорные плиты соединяются с основным сооружением отдельными трубопроводами.

А.2.2.6 Оборудование для измерения дебита скважин

Оборудование для испытания скважин может потребоваться в СПД, включающей большое количество скважин. Оборудование для измерения дебита скважин необходимо для контроля за разработкой месторождения, распределения добываемой продукции и/или ее учета для целей налогообложения.

Хотя формальных требований к точности определения расходов для указанных целей не существует, общепринятыми являются следующие значения:

± (5—10) % для контроля за разработкой;

± (2—5) % для распределения добываемой продукции;

± (0,25—1,00) % для учета налогооблагаемой продукции.

Оборудование для измерения дебита скважин может включать от специальной дополнительной выкидной линии (через которую продукция отдельных скважин может быть направлена на основное сооружение для замера и учета) до многофазных расходомеров, расположенных на скважинах или сборном манифольде.

Оценить расход нефти, газа и воды можно путем использования специальных программ моделирования потока. Для их работы требуется проведение высокоточных измерений давления и температуры потока в различных точках СПД.

Альтернативный вариант испытания скважин можно осуществить посредством контроля расхода в промысловом трубопроводе, соединяющем сборный манифольд и основное сооружение. Такой подход может быть приемлемым для контроля за разработкой, но не годится для распределения добываемой продукции и, безусловно, не подходит при учете налогооблагаемой продукции.

А.2.2.7 Системы позиционирования для установки оборудования

Позиционирование оборудования при спуске с судна на морское дно может осуществляться с использованием или без использования направляющих:

- метод с направляющими подразумевает использование натянутых тросов и направляющих муфт для спуска оборудования с борта судна на место установки на дне моря;
- метод без использования направляющих предполагает, что положение устанавливаемого оборудования относительно точки спуска определяется положением судна с динамической системой позиционирования. Перемещение подводного оборудования осуществляется за счет маневрирования судна, пока оборудование не окажется над местом установки. Затем оборудование опускается и устанавливается в конечное положение с использованием механических направляющих.

А.2.2.8 Защита подводного оборудования

Форма защитных конструкций/устройств для СПД может изменяться в широких пределах в зависимости от вероятности воздействия орудий рыболовного промысла, падающих предметов, от пропахивания якорями или айсбергами. Кроме того, защитные конструкции должны обеспечивать прохождение траловых сетей.

Защитные конструкции/устройства могут включать:

- бетонные блоки, препятствующие вхождению рыболовных орудий в зону расположения оборудования для подводной добычи;
- распорки, устанавливаемые от рамы устьевой арматуры до морского дна под углом, обеспечивающим свободное прохождение трала (от 55° до 60°);
- защитные колпаки для устьевой арматуры и манифольдов, имеющие форму, обеспечивающую возможность прохождения трала сверху подводного оборудования и легкое освобождение от орудий рыболовного промысла;
- защитные крышки, обеспечивающие свободное прохождение трала поверх устьевой арматуры и/или манифольдов и опорных плит;
- погружные кессоны для защиты устьевой арматуры (или размещение устьевой арматуры в котловане ниже уровня дна), используемые, главным образом, в замерзающих акваториях.

Защитные конструкции/устройства СПД должны обеспечивать возможность проведения осмотра оборудования и выполнения всех необходимых операций технического обслуживания, включая использование оборудования для проведения незначительных внутрискважинных работ, средства развертывания ТНПА и ДУИ.

Для защиты от внешних воздействий трубопроводы и шлангокабели укладывают в траншеи, а также используют каменную засыпку и покрытие искусственными матами.

А.3 Подводные устья скважин

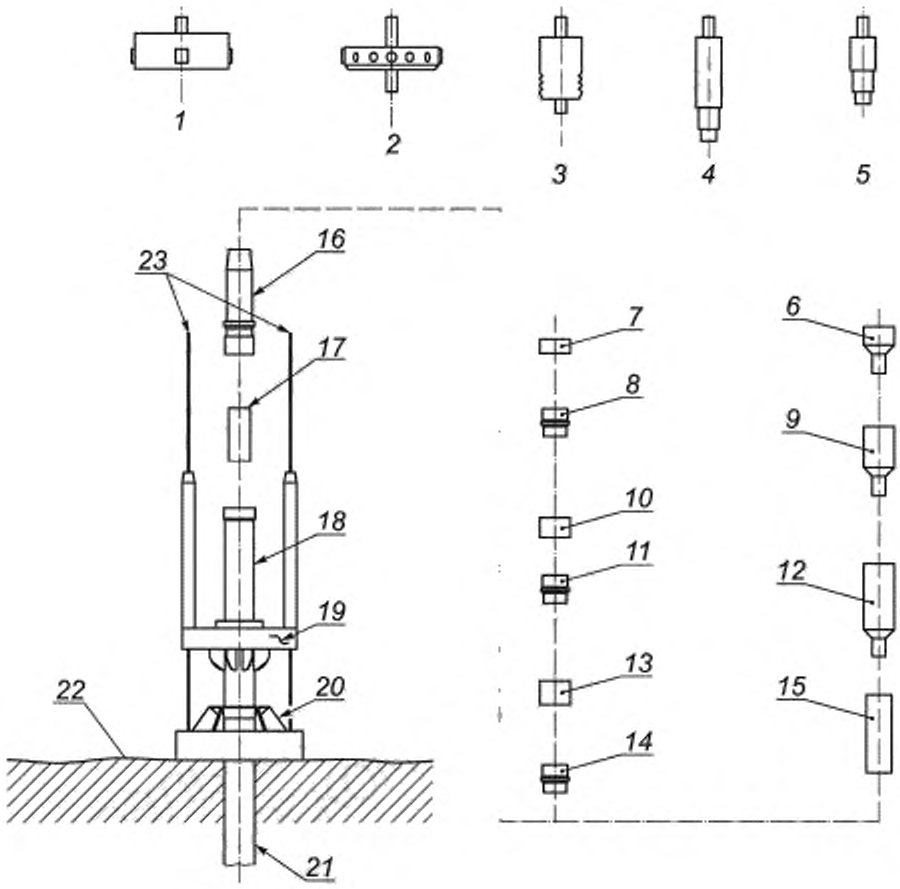
А.3.1 Общие положения

Система подводного устья скважины (устанавливаемая с плавучей буровой установки) обеспечивает герметизацию скважины и служит конструктивным элементом для ПОК, а также для направления, механического крепления и соединения систем, используемых в процессе бурения и заканчивания скважины.

Дополнительная информация по подводным устьевым системам приведена в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

А.3.2 Элементы системы устья скважины

Основные элементы типовой системы подводного устья скважины представлены на рисунке А.2.



1 — инструмент для установки временной направляющей плиты; *2* — инструмент для установки корпуса направления, 762 мм (30″). *3* — инструмент для установки головки кондуктора; *4* — инструмент для установки ПОК (на бурильных или обсадных трубах); *5* — инструмент для испытаний; *6* — защитная втулка. 177,8 мм (7″), *7* — уплотнительный узел межколонного пространства, 244,5 мм на 177,8 мм (9 ⅝″ на 7″); *8* — ПОК, 177,8 мм (7″); *9* — защитная втулка, 244,5 мм (9 ⅝″); *10* — уплотнительный узел межколонного пространства 339,7 мм на 244,5 мм (13 ⅜″ на 9 ⅝″), *11* — ПОК, 244,5 мм (9 ⅝″); *12* — защитная втулка, 339.7 мм (13 ⅜″); *13* — уплотнительный узел межколонного пространства, 508,0 мм на 339,7 мм (20″ на 13 ⅜″); *14* — ПОК, 339,7 мм (13 ⅜″); *15* — защитная втулка колонной головки; *16* — колонная головка кондуктора; *17* — обсадная колонна, 508,0 мм (20″); *18* — колонная головка направления, рассчитанная на низкое давление, 762,0 мм (30″); *19* — постоянная направляющая плита: *20* — временная направляющая плита, *21* — колонна направления, 762,0 мм (30″); *22* — дно моря; *23* — направляющие

Рисунок А.2 — Система подводного устья скважины

Временная направляющая плита или направляющая плита для бурения имеет в центре отверстие для бурения первого интервала скважины и приспособления для крепления направляющих. Временная направляющая плита служит основанием для постоянной направляющей плиты, обеспечивая базу для контроля высоты устья скважины. Если контроль высоты устья скважины не предусмотрен, данная плита может отсутствовать. В опорной плите на несколько скважин временная направляющая плита является частью опорной плиты.

Постоянная направляющая плита имеет приспособления для крепления к колонной головке направления и направляющие для крепления оборудования для бурения и заканчивания скважин (универсальной направляющей рамы, превентора, устьевой арматуры). При совместном использовании обеих плит направляющая плита имеет шарнирное приспособление на обратной стороне (выступающий профиль, который служит интерфейсом с вогнутым участком на временной плите), это позволяет компенсировать угловое рассогласование между плитами, воз-

никающее вследствие топографии морского дна и вертикальности скважины. Постоянные направляющие плиты часто устанавливают таким образом, чтобы верх устья скважины располагался над морским дном на высоте от 2 м (6,56 фт) до 3 м (9,84 фт), что позволяет сбрасывать буровой шлам и излишки цементного раствора непосредственно на морское дно, не создавая препятствия для установки подводного оборудования.

Примечание — На скважинах-спутниках, в зависимости от общей конфигурации устьевой арматуры, постоянная направляющая плита может быть заменена до установки устьевой арматуры эксплуатационной опорной плитой, которая включает приспособления для подключения выкидных линий к устьевой арматуре. Это позволяет извлекать устьевую арматуру, не трогая соединения выкидных линий. В качестве альтернативы, эксплуатационная направляющая плита может использоваться в качестве временной направляющей плиты. Она может быть постоянной или извлекаемой. Выкидные линии могут быть подключены непосредственно к устьевой арматуре, но это требует их отключения перед извлечением устьевой арматуры.

Головка колонны направления (низкого давления), приваренная к обсадной колонне, являющаяся элементом, с помощью которого осуществляется крепление к морскому дну. Корпус головки колонны направления включает внутреннее посадочное плечо для устьевой головки и приспособления на внешней стороне для крепления к постоянной направляющей плите. Головка колонны направления может устанавливаться вместе с постоянной направляющей плитой или, в некоторых случаях, входить в состав эксплуатационной плиты.

Колонная головка кондуктора (высокого давления) с внутренними конструктивными элементами для подвески всех последующих обсадных колонн и НКТ, внешними конструктивными элементами для крепления оборудования при бурении и заканчивании скважин (превентор, устьевая фонтанная арматура) и установки в колонной головке направления.

Элементы ПОК с соответствующими уплотнителями для герметизации затрубного (межтрубного) пространства. Рекомендуется использовать замковый механизм для предотвращения смещения ПОК вследствие температурных расширений или изменения давления в затрубном пространстве после начала добычи. Колонные головки могут иметь предохранительные клапаны для предотвращения разрушения обсадной колонны вследствие чрезмерного давления в межтрубном пространстве между НКТ и обсадной колонной.

А.3.3 Инструменты для установки

Для монтажа, испытаний и извлечения элементов системы устья скважины используются специальные инструменты. Инструменты приводятся в действие путем механического воздействия колонны бурильных труб (толкающие или вытягивающие смещения, вращение колонны) или, в некоторых случаях, путем гидравлического воздействия через колонну бурильных труб или специальные гидравлические линии. Эти инструменты имеют интерфейс для взаимодействия с соответствующим оборудованием.

А.3.4 Вспомогательное оборудование

Для защиты внутренней поверхности устья в процессе бурения и заканчивания скважины используется комплект защитных втулок и сменных вкладышей. Подводный инструмент для испытания превентора требуется для периодической проверки герметичности блока противовыбросовых превенторов. Если скважина консервируется на какое-либо время, требуется установка защитного колпака для защиты от повреждения обломками породы, от обрастания морскими организмами и коррозии.

А.4 Система подводной фонтанной арматуры

А.4.1 Общие положения

А.4.1.1 Оборудование, необходимое для заканчивания добычной или нагнетательной скважины, включает подвеску НКТ и ПФА. Эту комбинацию часто называют системой подводной устьевой арматуры. Вместе с системой устья скважины ПФА и подвеска НКТ создают герметизирующие барьеры между продуктивным пластом и окружающей средой при эксплуатации скважины. В режиме монтажа/ремонта функции такого барьера выполняют нижний блок райзера для систем с вертикальной ПФА, ППВО и колонна для спуска и монтажа в системе с ПФА горизонтального типа.

А.4.1.2 Трубная головка обеспечивает подвеску колонны НКТ и герметизирует межтрубное пространство между НКТ и колонной обсадных труб. ПФА состоит из расположенных в определенных местах дистанционно управляемых задвижек, позволяющих в случае необходимости перекрывать или перенаправлять поток продукции.

ПФА выполняет такие же функции, как и надводная, но ее конструкция выполнена с учетом возможности дистанционного управления и необходимости проведения обслуживания под водой. В многоскважинных системах, когда число устьевых елок превышает число выкидных линий, каждая ПФА оснащается эксплуатационным штуцером, что обеспечивает возможность дистанционно управлять потоком от каждой скважины в общую выкидную линию. Аналогично, в случае, когда для ряда скважин используется газлифт, то в каждой ПФА устанавливается управляемый штуцер затрубного пространства, так что не требуется отдельная линия газлифта для каждой скважины.

А.4.1.3 ПФА изготовляют в двух основных вариантах: вертикальной и горизонтальной. Конструкция устьевой арматуры позволяет осуществлять бурение через ПФА, при этом подвеску НКТ устанавливают в устье скважины до установки ПФА, по аналогии с ПФА горизонтального типа. НКТ проходит через подвеску в ПФА, где пересекается с ее горизонтальными каналами. Система позволяет извлекать трубную головку без воздействия на ПФА, аналогичным образом можно извлекать ПФА, разобрав ее выше трубной головки. Ниже приведены основные различия между двумя типами ПФА.

В ПФА вертикального типа фонтанная задвижка располагается непосредственно над трубной головкой в вертикальном направлении движения потока, тогда как фонтанная задвижка ПФА горизонтального типа находится в горизонтальном отводе рядом с задвижкой на отводящей линии, таким образом, в вертикальной части колонны нет задвижек ПФА, за исключением шарового клапана, установленного внутри колпака ПФА.

В ПФА вертикального типа трубную головку и НКТ спускают до установки ПФА, в то время как в горизонтальной конфигурации подвеску НКТ устанавливают в ПФА, что позволяет извлекать трубную головку и НКТ без демонтажа устьевой арматуры. По этой же причине при снятии ПФА горизонтального типа требуется предварительно извлечь подвеску и саму НКТ.

Системы с вертикальной ПФА спускают на двухканальном райзере для заканчивания (или на одноканальном райзере с переключателем каналов, расположенным над нижним блоком основания райзера, и с гибким трубопроводом для промывки затрубного пространства). Трубная головка в случае использования ПФА горизонтального типа опускается на обсадной колонне, позволяя тем самым отказаться от использования двухканального райзера, однако, в этом случае для спуска трубной головки требуется колонна сложной конструкции. Эта колонна для спуска оснащается шаровыми задвижками и разъединительным блоком, специально изготовленным таким образом, чтобы соответствовать выступающим конструктивным элементам плашечного и универсального превенторов. Это может потребовать проведения на буровой установке некоторых изменений спускаемой колонны для соответствия конструкциям плашечного и универсального превенторов.

А.4.1.4 Преимущества и недостатки двух типов устьевых елок, связанные с приведенными выше различиями, в сочетании с другими параметрами (такими, как диаметр ствола, сложность заканчивания скважины, требования к райзеру и т. д.) определяют выбор типа устьевой арматуры при разработке конкретного месторождения. Поэтому, необходимо провести тщательный анализ требований проекта до принятия окончательного решения по выбору устьевой арматуры.

Дополнительная информация об ПФА обоих типов приведена в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

А.4.2 Системы устьевых елок вертикального типа

А.4.2.1 Конфигурация

В системе устьевой арматуры вертикального типа трубную головку устанавливают внутри устья, а сверху монтируют ПФА. Трубная головка связывает ПФА и НКТ с помощью переводников трубной головки, которые обеспечивают герметичное соединение основания ПФА и соответствующих отверстий в верхней части трубной головки. Устьевая арматура состоит из набора клапанов и проходных каналов, обеспечивая контроль и управление давлением и расходом скважинного флюида. ПФА включает переводник для крепления к устью скважины (или переводник трубной головки, если используется). Переводник обеспечивает герметичное соединение с устьевой головкой, в то время как переводники трубной головки обеспечивают герметичные проходы от ствола скважины и межтрубного пространства в ПФА.

Внешние отводы обеспечивают прохождение скважинного флюида между каналами ПФА и точками подсоединения выкидных линий. Выкидные линии могут подсоединяться непосредственно к ПФА, либо через трубную обвязку к эксплуатационному донному основанию. Описание соединителей, используемых для подключения выкидных линий к устьевой арматуре, изложено в А.9.3.

Верхняя часть ПФА закрывается защитным колпаком для предотвращения обрастания морскими организмами соединительных элементов и расположенных в верхней части закрытых отверстий. Колпак может обеспечивать герметичность внутреннего пространства. Такие колпаки обеспечивают дополнительную защиту от воздействия окружающей среды для верхней задвижки ПФА и/или верхней заглушки на кабеле и должны содержать средства для мониторинга и сброса давления перед демонтажем колпака. Колпак ПФА может быть объединен с различными элементами системы управления, образуя интегрированную часть ПФА, т. е. колпак ПФА может трансформировать определенные функции ПФА в режимах добычи и ремонта.

А.4.2.2 Подводная фонтанная арматура вертикального типа

А.4.2.2.1 Типовая ПФА вертикального типа, как правило, имеет один или два основных стволовых прохода и один проход затрубного (межтрубного) пространства, которые идут вертикально по всей длине (как показано на рисунке А.3), обеспечивая прохождение оборудования, приборов и приспособлений через устьевую арматуру в трубную головку или эксплуатационную колонну. Последовательно расположенные эксплуатационные задвижки перекрывают вертикальные стволовые проходы на разных уровнях. Два или более горизонтальных стволовых проходов пересекают вертикальные проходы, обеспечивая возможность отбора флюида из скважины или закачки в скважину. На каждом боковом отводе устанавливают задвижку. Для соединения основного и затрубного (межтрубного) стволовых проходов устанавливают перепускные задвижки.

А.4.2.2.2 Набор элементов конструкции с ПФА вертикального типа включает верхнюю оправку, блок фонтанной задвижки и задвижки на отводящей линии, направляющую воронку или направляющие стойки, защитную конструкцию, устьевую муфту, само устье и трубную головку. ПФА соединяется непосредственно с устьем скважины, поэтому необходимо обеспечить их совместимости. Если данное требование невыполнимо, возможно использование переводника трубной головки для обеспечения необходимого сопряжения. В случае повреждения устья скважины может быть также установлен переводник трубной головки (см. рисунок А.4).

А.4.2.2.3 Переводник трубной головки упрощает ее монтаж за счет выступа, на который садится трубная головка, и спирального витка для ориентации подвески. Эти конструктивные элементы позволяют отказаться от выполнения следующих операций:

- спуска обсадной колонны перед спуском трубной головки для контроля высоты (экономия времени буровой установки);
- спуска трубной головки перед спуском ПФА для проверки ориентации (экономия времени буровой установки);
- модификации противовыбросового превентора;
- ориентации муфты трубной головки (экономия времени буровой установки).

Переводник трубной головки обеспечивает доступ в затрубное (межтрубное) пространство ниже трубной головки для ПФА концентрического типа, см. А.4.2.3.

А.4.2.2.4 Двух- или трехканальные райзеры для заканчивания/ремонта скважины (см. рисунок А.5) используются для создания вертикальных каналов от трубной головки до поверхности в процессе спуска и установки трубной головки. Подобным образом этот райзер обеспечивает вертикальные каналы от ПФА до поверхности во время ее установки и операций с использованием инструмента, спускаемого на тросе (см. рисунок А.6).

А.4.2.2.5 НКТ и подвеску НКТ спускают через буровой райзер и ППВО в устье скважины, при этом превентор обеспечивает необходимую герметичность скважины на протяжении всей операции. Обычно на колонне для монтажа устьевого оборудования и выше трубной головки не устанавливают изолирующие клапаны или блок отсоединения, так как операция установки трубной головки занимает непродолжительное время и на этот период скважина, как правило, глушится.

А.4.2.2.6 Так как подвеску НКТ устанавливают на колонную головку обсадной колонны внутри устья скважины, то необходимо проверять высоту подъема колонной головки последней обсадной колонны, чтобы обеспечить требуемое пространство для механизма трубодержателя трубной головки. Для этого осуществляется спуск свинцовой скважинной печати в устье для получения соответствующих профилей. Затем посадочное кольцо трубной головки соответствующим образом регулируется. Для ПФА вертикального и горизонтального типов с переводником трубной головки не требуется спуск свинцовой печати, так как в этом случае трубную головку устанавливают на посадочный бурт ПФА (или катушке), размер которого известен.

А.4.2.2.7 Так как устье скважины не имеет средств для ориентации трубной головки, то используются другие средства, например, направляющие штифты или спиральная линия в ППВО, которые взаимодействуют с ориентируемым соединительным узлом трубной головки.

Ориентирование блока противовыбросовых превенторов, в свою очередь, осуществляется за счет использования направляющих стоек или воронкообразного раструба на донной направляющей плите. С учетом того, что происходит сложение допусков, необходимо проверить ориентацию трубной головки после посадки. Данную операцию выполняют с помощью инструмента проверки ориентации до вытягивания превентора. Проверка ориентации не требуется при использовании ПФА вертикального и горизонтального типа, конструкция которой включает переводник трубной головки, так как в этом случае ориентация трубной головки осуществляется за счет внутренней спирали ПФА (или переводнике). В этом случае ориентация превентора также не требуется.

А.4.2.2.8 Может потребоваться очистить скважину и провести испытания на приток сразу после спуска подвески трубной головки. Это нужно делать в случае, когда существует вероятность загрязнения коллектора раствором глушения, если он оставался в скважине длительное время. При этом требуется двухканальная система управления скважиной с двумя клапанами на каждом стволе и блоком аварийного разъединения (см. рисунок А.7). Это оборудование позволяет закрывать скважину и отсоединять райзер для заканчивания/ремонта в процессе очистки скважины и вызова притока.

А.4.2.2.9 На рисунке А.7 показан двухканальный райзер, однако для очистки скважины может использоваться и одноканальный райзер, если над двухканальной ПФА для заканчивания установлен переключатель каналов. Доступ в затрубное (межтрубное) пространство может осуществляться с помощью гибких труб при установке ПФА и при проведении ремонта, а также через штуцер ППВО или линии глушения при установке трубной головки и очистке скважины.

А.4.2.2.10 ПФА вертикального типа может быть установлена на устье скважины только после того, как завершены все операции по бурению и спуску обсадных колонн, и трубная головка спущена и установлена в устье скважины. Поэтому перед установкой ПФА требуется временно заглушить отверстие трубной головки и извлечь на поверхность райзер и превентор. После установки ПФА на устье скважины временные заглушки извлекают и выполняют операции по перфорированию и очистке забоя скважины. После чего устьевая арматура готова к началу добычи.

А.4.2.2.11 В процессе установки трубной головки на райзер для заканчивания/ремонта скважин монтируется ориентируемый соединительный узел трубной головки, а ППВО оборудуется гидравлическим выдвижным ориентирующим штифтом (монтируется на резервном штуцере или выходном патрубке для глушения) или муфтой для выравнивания (которая крепится клиньями в соединителе превентора) для того, чтобы правильно ориентировать трубную головку по отношению к устью скважины. Это требует определенной ориентации превентора на устье.

При использовании в процессе установки направляющих тросов правильная ориентация превентора достигается за счет применения направляющих стоек, устанавливаемых на опорной плите или постоянной направляющей плите. При отсутствии тросов для ориентации превентора используются другие средства, такие как ориентирующая воронка или система с ориентирующими ключами. Штифт превентора и ориентируемый соединительный узел трубной головки не нужны, если устанавливается переводник трубной головки, так как ориентация трубной головки обеспечивается внутренней спиралью в переводнике.

А.4.2.2.12 В процессе установки ПФА и ремонтных работ на райзер для заканчивания/ремонта скважин устанавливается нижний блок райзера в комплекте с запорными, срезными предохранительными и перепускными клапанами и системой аварийного отсоединения для обеспечения безопасного закрытия скважины и аварийного отсоединения райзера.

А.4.2.2.13 Если ПФА оборудована дистанционно управляемыми верхними задвижками, которые могут срезать колонну гибких труб, можно отказаться от использования нижнего блока райзера. В этом случае перепускные задвижки устанавливают на ПФА над главной эксплуатационной задвижкой и главной задвижкой затрубного (межтрубного) пространства, чтобы обеспечить циркуляцию в райзере для заканчивания/ремонта. Оправка ПФА должна быть расположена под большим углом для срабатывания модуля экстренного отсоединения. Данный вариант является нерекомендуемым из-за высокой вероятности повреждения дистанционно управляемой задвижки в процессе разъединения, что приведет к необходимости извлечения ПФА и замены поврежденной задвижки.

А.4.2.2.14 Стоимость многоканального райзера для заканчивания/ремонта скважин относительно невелика для небольших глубин, но с ростом глубины его стоимость становится доминирующим фактором. Высокая стоимость райзера может быть приемлема, если освоение месторождения предполагает бурение множества скважин, но может привести к убыткам, если запланировано бурение одной или двух скважин. В некоторых случаях, когда использование многоканального райзера на сверхглубоководном участке является неоправданным, может потребоваться разработка других систем.

А.4.2.2.15 Одной из таких систем является одноканальный райзер для заканчивания/ремонта скважин с переключателем каналов, что обеспечивает доступ к трубной головке или стволовым проходам ПФА (основному и затрубному), как показано на рисунках А.8, А.9 и А.10. При использовании такой системы стоимость райзера снижается. Также значительно снижается время установки трубной головки и ПФА за счет использования резьбовых соединений.

В рассматриваемой системе циркуляция в затрубном пространстве во время монтажа ПФА обеспечивается независимым гибким трубопроводом, проходящим рядом с колонными головками или с помощью трубопровода большого диаметра в составе шлангокабеля системы заканчивания/ремонта.

А.4.2.3 Соосные конструкции

А.4.2.3.1 На соосных ПФА устанавливают задвижки, такие как на ПФА вертикального типа. Основное отличие заключается в том, что стволовой проход ПФА располагается соосно со скважинным трубопроводом, а линия затрубного (межтрубного) пространства смещена от центра (см. рисунок А.11).

А.4.2.3.2 Неотъемлемым свойством этой конструкции является возможность доступа к трубной головке для установки заглушки только через расположенный по центру стволовой проход ПФА, а для доступа к затрубному (межтрубному) пространству используются другие средства, такие как гибкий шланг, спускаемый вдоль райзера для заканчивания/ремонта.

А.4.2.3.3 Преимущество этой конструкции заключается в том, что трубная головка может быть спущена на стандартной колонне. За счет этого значительно снижаются затраты, поскольку не требуется специальный райзер для заканчивания/ремонта скважины. Время установки трубной головки и ПФА также существенно снижается за счет использования резьбовых соединений.

А.4.2.3.4 Основной проблемой, связанной с ПФА этой конструкции, является изоляция затрубного (межтрубного) пространства. Эта проблема может быть решена за счет использования тарельчатого предохранительного клапана или скользящей муфты с гидравлическим управлением, расположенной в трубной головке. Оба эти устройства обеспечивают доступ в затрубное пространство только после установки инструментов для спуска трубной головки или ПФА. Эти клапаны, как показывает практика, являются основной причиной отказов конструкции из-за постоянного воздействия на резиновые уплотнители клапанов осколков породы, которые выносятся газлифтным газом или циркулирующим раствором. В результате этого не обеспечивается плотное закрытие клапанов после извлечения инструмента для спуска трубной головки или ПФА.

А.4.2.3.5 Имеются конструкции, в которых устранены проблемы, связанные с использованием тарельчатого предохранительного клапана или скользящей муфты, за счет обеспечения доступа в затрубное (межтрубное) пространство ниже трубной головки. В этом случае трубная головка располагается в переводнике, оснащенном запорным клапаном кольцевого пространства (см. рисунок А.12). Использование переводника трубной головки упрощает ее установку за счет возвышения, в которое устанавливается трубная головка со спиралью, обеспечивающей правильную ориентацию.

А.4.2.3.6 Использование переводника позволяет отказаться от выполнения следующих операций:

- спуска инструмента для контроля высоты устьевой головки перед установкой трубной головки (экономия времени буровой установки);
- спуска инструмента для проверки ориентации трубной головки перед ПФА (экономия времени буровой установки);
- модификации конструкции превентора;
- использования ориентируемого соединительного узла трубной головки (экономия времени буровой установки).

А.4.2.3.7 Как и для двухканальной традиционной конструкции, однорядный (одноканальный) райзер для заканчивания/ремонта скважин требуется оснастить нижним блоком райзера и системой аварийного отсоединения для монтажа ПФА и проведения внутрискважинных операций с использованием спускаемого на тросе инструмен-

та. Однако в этом случае доступ в затрубное (межтрубное) пространство осуществляется за счет использования гибкого шланга, спускаемого вдоль райзера (см. рисунок А.13).

А.4.2.3.8 ПФА соосной конструкции может быть установлена на устье скважины только после установки трубной головки. Для этого первоначально требуется поставить временную заглушку в трубной головке и извлечь на поверхность райзер для заканчивания/ремонта и противовыбросовый превентор. После установки ПФА временная заглушка извлекается, затем выполняется перфорация и промывка скважины.

А.4.2.3.9 Последовательность операций отличается при использовании переводника трубной головки. В этом случае скважина временно глушится после завершения операций по бурению и установки обсадных колонн, а превентор извлекается на поверхность. Затем на устье скважины устанавливается переводник трубной головки, после чего на нем монтируется превентор, разбуривается цементная пробка и трубная головка устанавливается на переводник. В трубную головку устанавливаются временные заглушки, а райзер и превентор извлекаются на поверхность. Затем устанавливается ПФА и извлекаются временные заглушки. После чего выполняется перфорация и промывка скважины и извлечение райзера.

А.4.2.3.10 Использование переводника трубной головки обеспечивает свободу выбора устьевого оборудования и ПФА.

А.4.2.3.11 На ПФА вертикального типа могут использоваться инструменты, вводимые по выкидной линии (технология TFL). Эта технология применяется для обслуживания расположенного на забое оборудования, например, управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя, для чего используется трубопровод между скважиной и основным промысловым сооружением.

А.4.2.4 Инструменты для установки

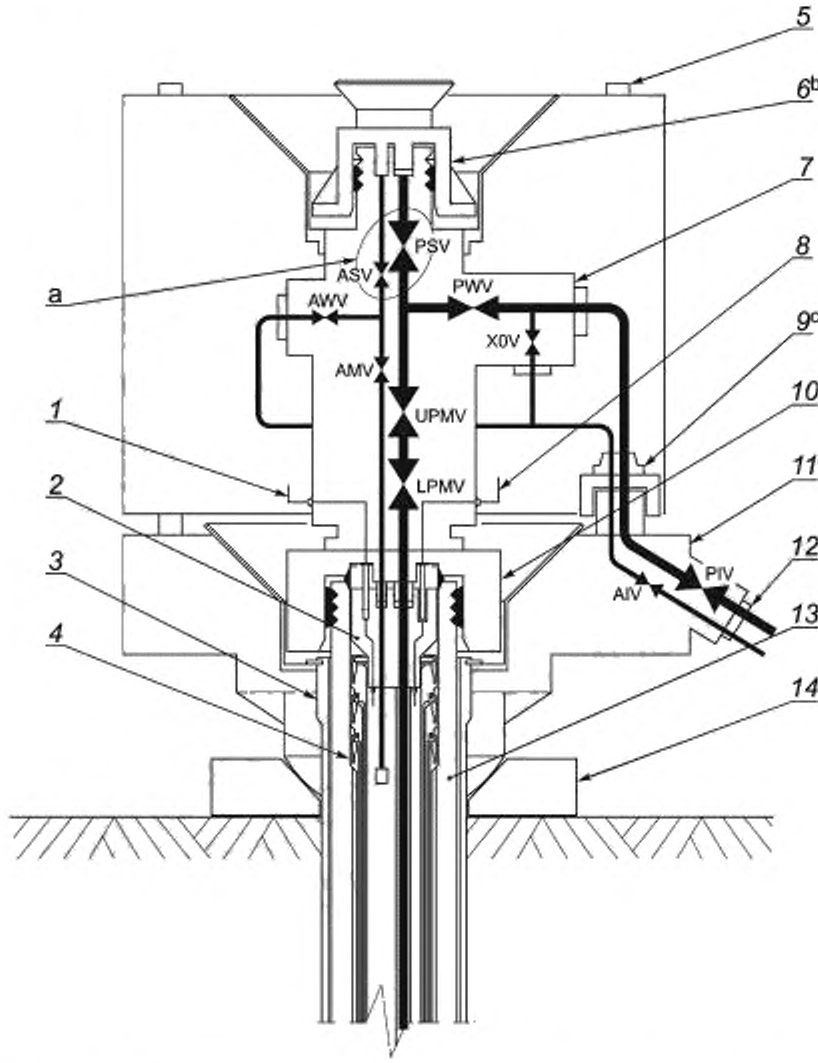
Трубную головку устанавливают и извлекают через блок противовыбросовых превенторов и райзер с использованием инструмента для спуска трубной головки. На скважинах, требующих перфорации и промывки после установки трубной головки (для снижения воздействия на пласт раствора для заканчивания), над трубной головкой могут устанавливаться двуствольная испытательная ПФА и специальный разъем, обеспечивающий аварийное разъединение, в то время как на заглушенной скважине в этом нет необходимости.

Инструмент для установки и снятия ПФА включает или райзер для заканчивания/ремонта скважин, или колонну бурильных труб. Когда установка ПФА выполняется с помощью райзера, формируется нижняя часть блока райзера, которая включает превентор колонны гибких труб/троса и систему аварийного отсоединения, как описано в А.11.2.2. Обычно комплект оборудования для ПФА включает гидравлические средства связи с элементами управления устьевой арматуры, включая соединитель ПФА, ряд клапанов и соединитель(и) выкидных линий.

Управление оборудованием для ПФА, колонной для монтажа устьевого оборудования и функционированием фонтанной арматуры в процессе установки и ремонта обычно осуществляется с помощью шлангокабеля для ремонта и расположенной на поверхности гидравлической силовой установки. Функции аварийного останова используются для обеспечения герметизации скважины и отсоединения колонны для монтажа устьевого оборудования.

А.4.2.5 Вспомогательное оборудование

Различное вспомогательное оборудование, включая погрузочно-разгрузочное и защитное оборудование, испытательные тумбы для блока противовыбросовых превенторов, макет колонной головки и т. д., обычно поставляют как часть подводной системы ПФА.



[a] Вместо задвижек для спускаемого на тросе в скважину или затрубное (межтрубное) пространство инструмента могут быть установлены заглушки.

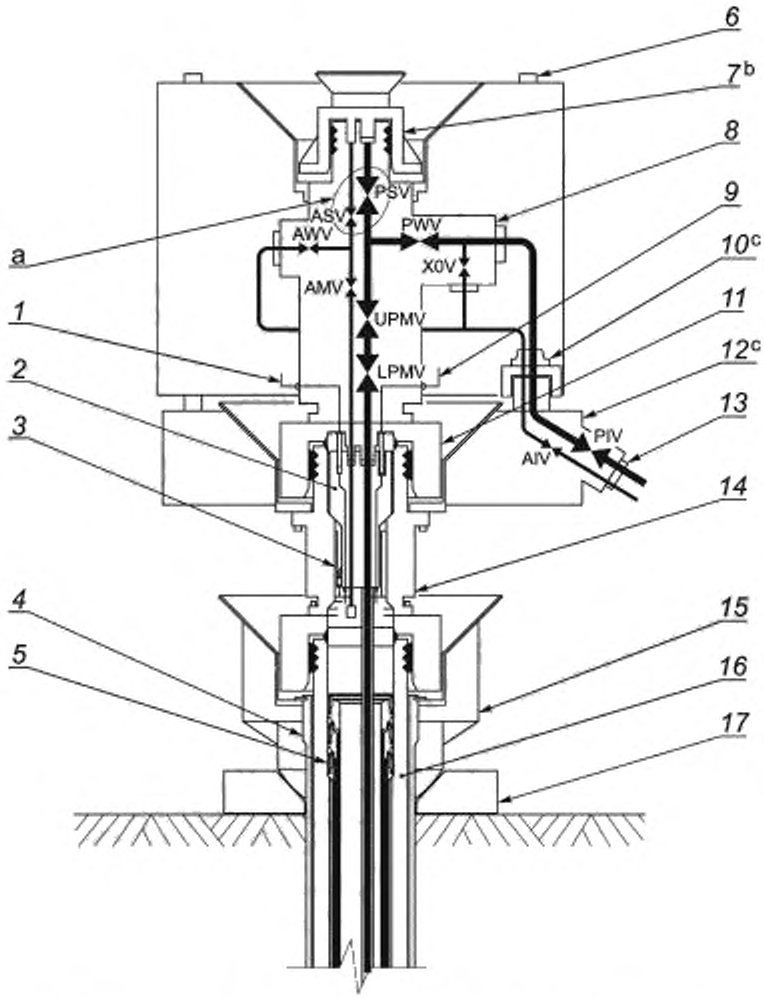
[b] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[c] Показано подсоединение выкидной линии через эксплуатационную направляющую плиту, но возможно подключение непосредственно к ПФА.

[d] Показана эксплуатационная направляющая плита (позволяет подключать выкидные линии).

1 — линия управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя; *2* — подвеска насосно-компрессорной колонны; *3* — колонная головка направления; *4* — ПОК и уплотнительные узлы; *5* — направляющие (опция); *6* — колпак устьевой арматуры; *7* — ПФА; *8* — линия передачи данных от расположенных на забое датчиков давления и температуры; *9* — соединитель выкидной линии; *10* — соединительная муфта ПФА, *11* — донная направляющая плита; *12* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки. *13* — устье скважины; *14* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите

Рисунок А.3 — Подводная фонтанная арматура вертикального типа



[a] Вместо задвижек для инструмента, спускаемого на тросе в скважину или затрубное (межтрубное) пространство могут быть установлены заглушки.

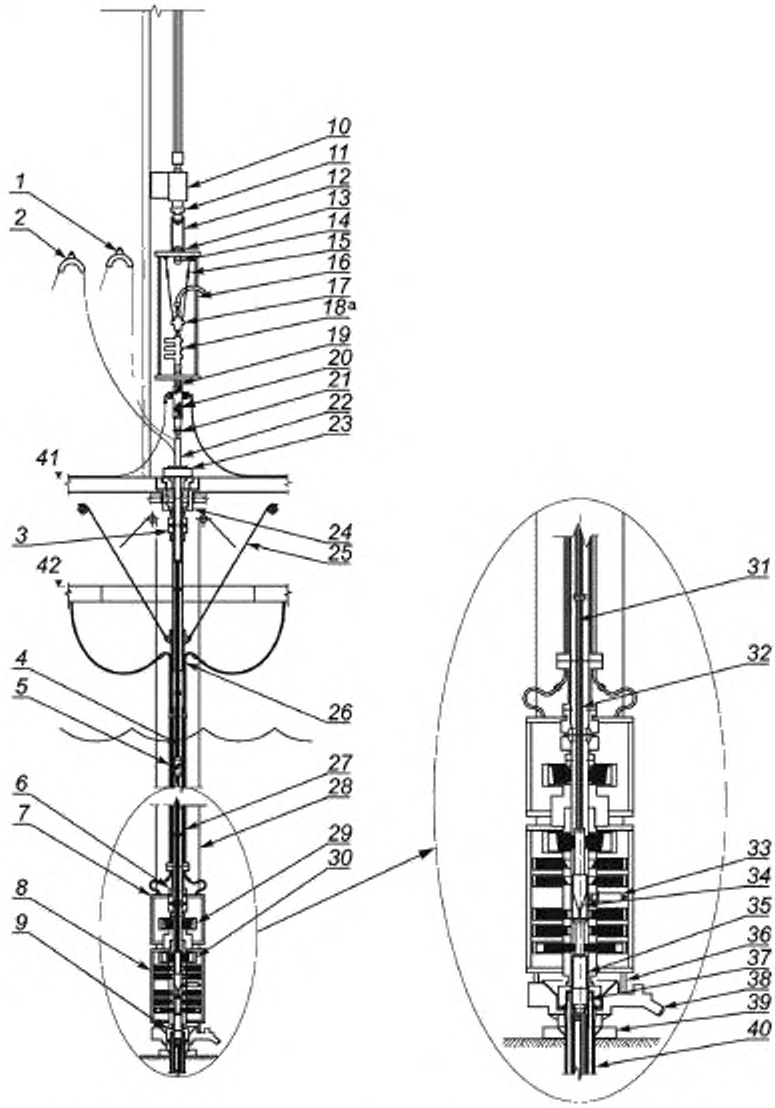
[b] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[c] Показано подсоединение выкидной линии через эксплуатационную направляющую плиту, но возможно подключение непосредственно к ПФА.

[d] Показана эксплуатационная направляющая плита (позволяет подключать выкидные линии).

1 — линия управляемого с поверхности забойного отсекателя; *2* — подвеска насосно-компрессорной колонны; *3* — муфта для выравнивания; *4* — колонная головка направления; *5* — ПОК и уплотнительные узлы; *6* — направляющие (опция); *7* — колпак устьевой арматуры; *8* — ПФА; *9* — линия передачи данных от расположенных на забое датчиков давления и температуры; *10* — соединитель выкидной линии; *11* — соединитель ПФА; *12* — донная направляющая плита: *13* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки. *14* — переводник трубной головки; *15* — направляющая плита устьевой арматуры; *16* — устье скважины; *17* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите

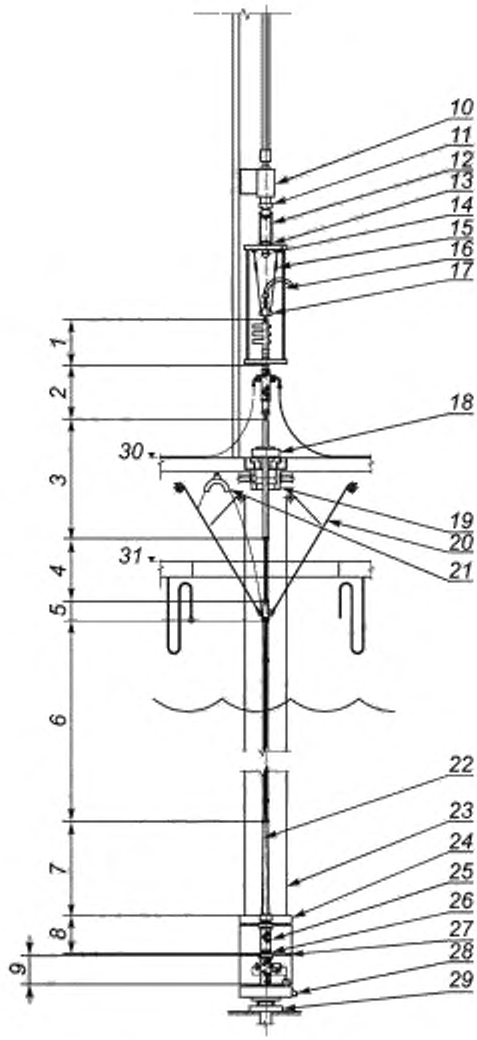
Рисунок А.4 — Подводная фонтанная арматура вертикального типа с переводником трубной головки



[a] Может подниматься непосредственно на серьгах без использования подъемной рамы.

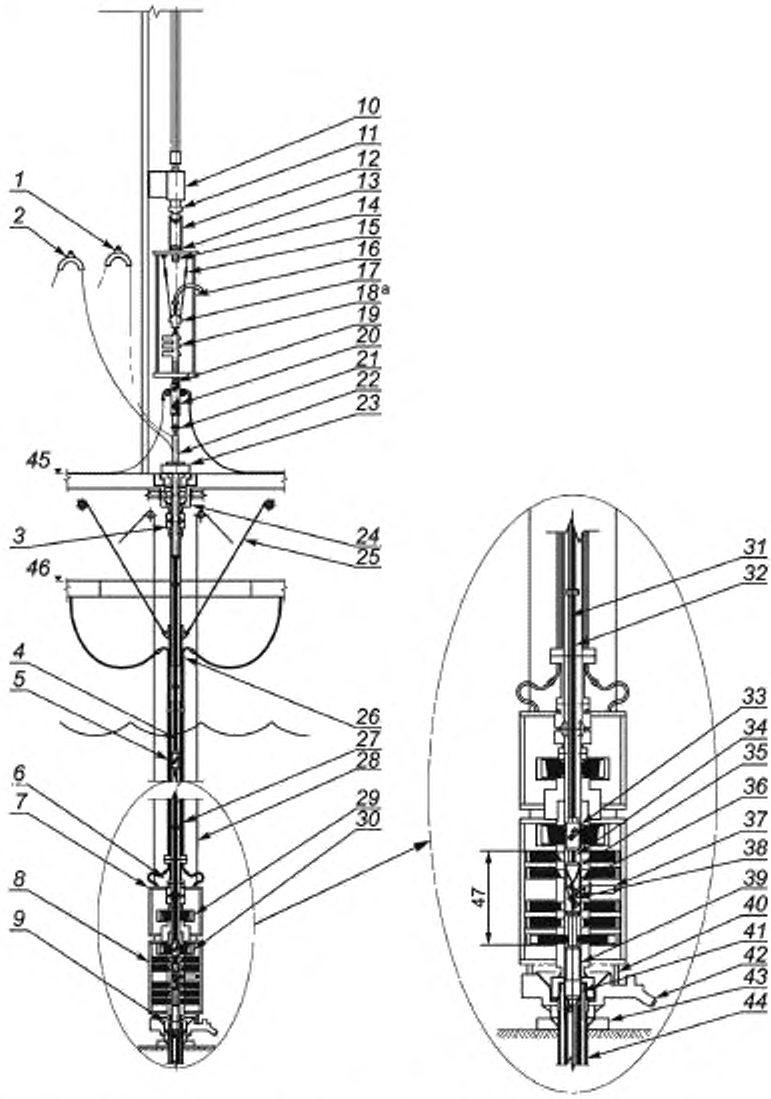
1 — шкив шлангокабеля клапана лубрикатора. *2* — шкив шлангокабеля инструмента для спуска трубной головки; *3* — гибкая муфта; *4* — шлангокабель управления лубрикатором; *5* — клапан лубрикатора; *6* — гибкая муфта; *7* — нижний блок райзера; *8* — противовыбросовый превентор; *9* — соединение противовыбросового превентора; *10* — талевый блок. *11* — верхний привод; *12* — серьги. *13* — элеватор. *14* — лебедка, *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера), *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера); *18* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *19* — верхний переходник расположенной на поверхности ПФА; *20* — надводная устьевая арматура; *21* — нижний переходник надводной устьевой арматуры; *22* — износостойкое соединение; *23* — крестовина райзера для заканчивания; *24* — дивертор; *25* — натяжные устройства; *26* — телескопическое соединение; *27* — райзер для бурения; *28* — направляющие тросы (опция); *29* — верхний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства, *30* — нижний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *31* — шлангокабель инструмента установки трубной головки; *32* — соединители двухканального райзера для заканчивания/ремонта скважин; *33* — направляющий штифт ориентируемого соединительного узла трубной головки; *34* — ориентируемый соединительный узел трубной головки; *35* — инструмент для установки трубной головки; *36* — направляющие стойки (опция); *37* — трубная головка; *38* — направляющая плита; *39* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *40* — устье скважины; *41* — пол буровой установки; *42* — буровая шахта

Рисунок А.5 — Установка трубной головки на двухканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин



1 — противовыбросовый превентор для каната/колонны гибких труб, *2* — надводная устьевая арматура + переводники; *3* — износостойкое соединение; *4* — соединение с изменяемой длиной; *5* — натяжное соединение; *6* — соединения двухканального райзера для заканчивания ремонта; *7* — соединение под нагрузкой; *8* — нижний блок райзера для ремонта; *9* — ПФА; *10* — талевый блок, *11* — верхний привод; *12* — серьги; *13* — элеватор; *14* — лебедка; *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера); *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера), *18* — крестовина райзера для заканчивания; *19* — натяжные устройства; *20* — корпус дивертора; *21* — шкив шлангокабеля системы ремонта скважины; *22* — шлангокабель системы управления ремонтом: *23* — направляющие тросы (опция); *24* — система аварийного отсоединения, *25* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *26* — инструмент для спуска ПФА; *27* — направляющие стойки (опция); *28* — направляющая плита; *29* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *30* — пол буровой установки; *31* — буровая шахта

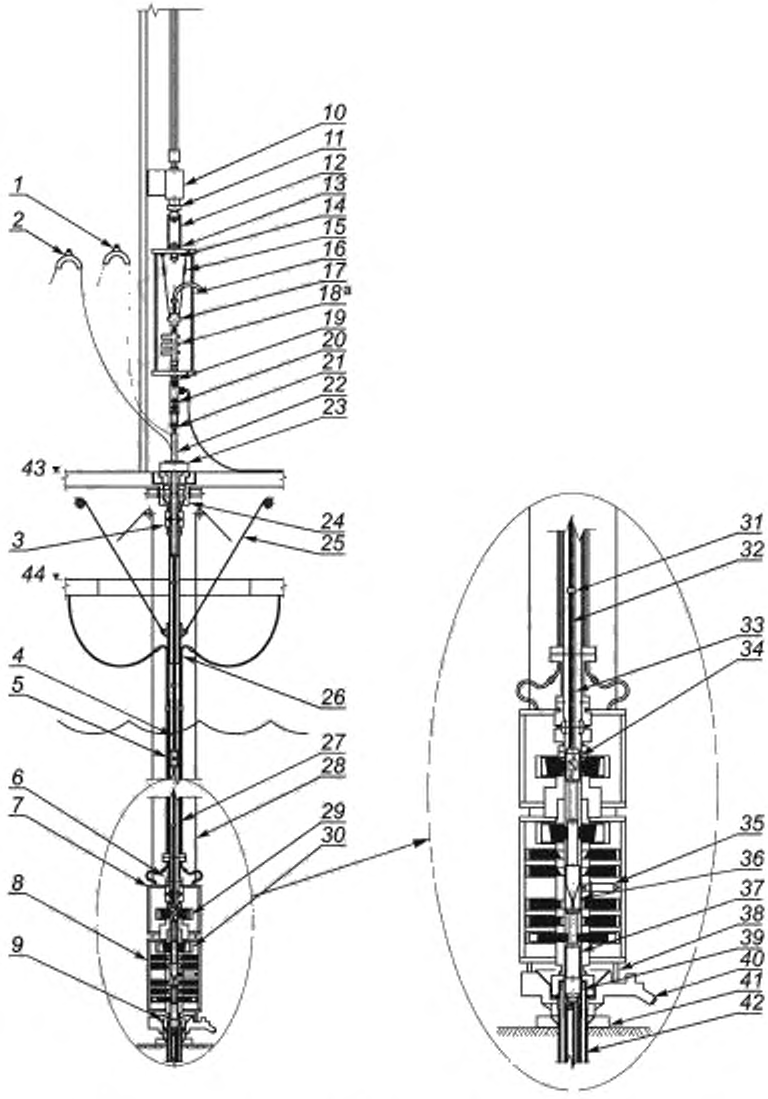
Рисунок А.6 — Установка ПФА вертикального типа на двухканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин



[a] Может подниматься непосредственно на серьгах без использования подъемной рамы.

1 — шкив шлангокабеля клапана лубрикатора; *2* — шкив шлангокабеля инструмента установки трубной головки; *3* — гибкая муфта; *4* — шлангокабель управления лубрикатором; *5* — клапан лубрикатора; *6* — гибкая муфта; *7* — нижний блок райзера; *8* — противовыбросовый превентор; *9* — соединение противовыбросового превентора, *10* — талевый блок, *11* — верхний привод; *12* — серьги; *13* — элеватор; *14* — лебедка, *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера); *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера), *18* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *19* — верхний переходник расположенной на поверхности ПФА; *20* — надводная устьевая арматура; *21* — нижний переходник расположенной на поверхности ПФА; *22* — износостойкое соединение; *23* — крестовина райзера для заканчивания; *24* — дивертор; *25* — натяжные устройства; *26* — телескопическое соединение; *27* — райзер для бурения; *28* — направляющие тросы (опция); *29* — верхний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *30* — нижний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства, *31* — шлангокабель инструмента установки трубной головки; *32* — соединители двухканального райзера для заканчивания/ремонта скважин; *33* — стопорный клапан; *34* — срезной переводник; *35* — разъем аварийного разъединения; *36* — двустворчатая подводная устьевая арматура; *37* — направляющий штифт ориентируемого соединительного узла трубной головки, *38* — ориентируемый соединительный узел трубной головки; *39* — инструмент для спуска трубной головки; *40* — направляющие стойки (опция); *41* — трубная головка; *42* — направляющая плита; *43* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *44* — устье скважины; *45* — пол буровой установки; *46* — буровая шахта; *47* — двухканальная колонна для монтажа устьевого оборудования

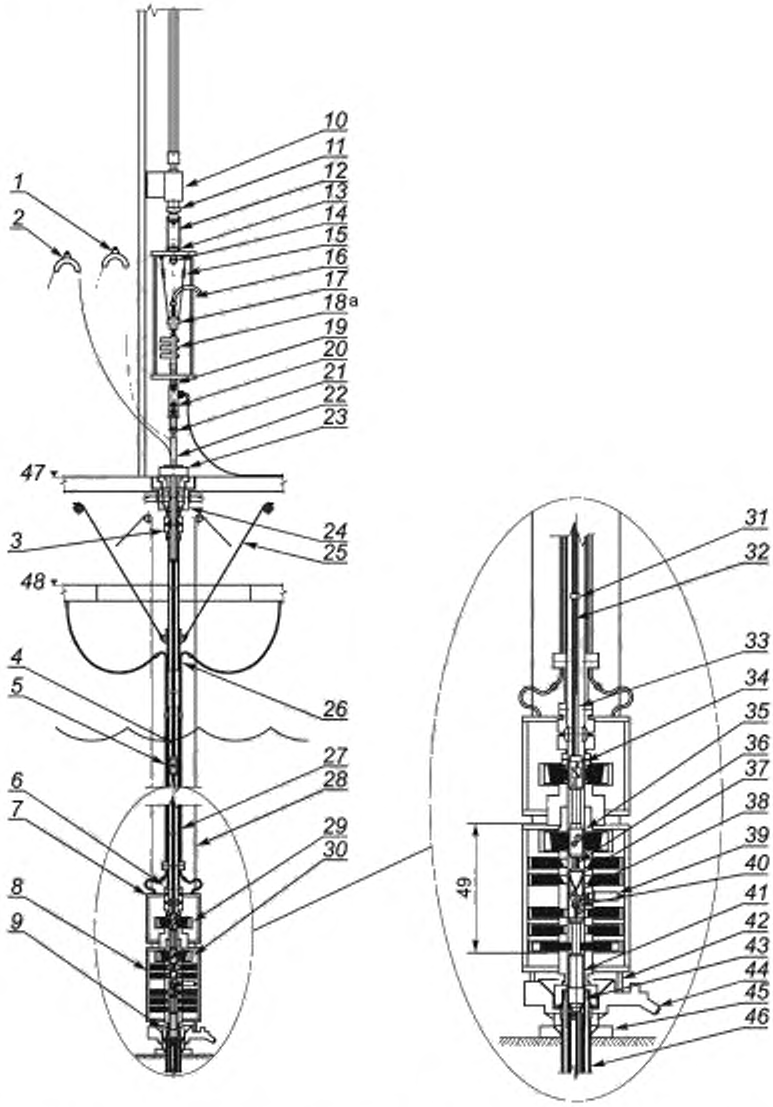
Рисунок А.7 — Установка трубной головки на двухканальной колонне для монтажа устьевого оборудования и двухканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин



[a] Может подниматься непосредственно на серьгах без использования подъемной рамы.

1 — шкив шлангокабеля клапана лубрикатора, *2* — шкив шлангокабеля инструмента установки; трубной головки: *3* — гибкая муфта; *4* — шлангокабель управления лубрикатором, *5* — клапан лубрикатора; *6* — гибкая муфта; *7* — нижний блок райзера (для бурения); *8* — противовыбросовый превентор; *9* — соединение противовыбросового превентора; *10* — талевый блок; *11* — верхний привод, *12* — серьги; *13* — элеватор; *14* — лебедка; *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера); *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера); *18* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *19* — верхний переводник надводной устьевой арматуры, *20* — надводная устьевая арматура; *21* — нижний переходник расположенной на поверхности ПФА; *22* — износостойкое соединение; *23* — крестовина райзера для заканчивания, *24* — дивертор; *25* — натяжные устройства, *26* — телескопическое соединение; *27* — райзер для бурения, *28* — направляющие тросы (опция); *29* — верхний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства, *30* — нижний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *31* — зажим шлангокабеля инструмента установки трубной головки; *32* — шлангокабель инструмента установки трубной головки; *33* — колонные головки, *34* — переключатель каналов, *35* — направляющий штифт ориентируемого соединительного узла трубной головки; *36* — ориентируемый соединительный узел трубной головки; *37* — инструмент для установки трубной головки, *38* — направляющие стойки (опция); *39* — трубная головка; *40* — направляющая плита; *41* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите, *42* — устье скважины; *43* — пол буровой установки; *44* — буровая шахта

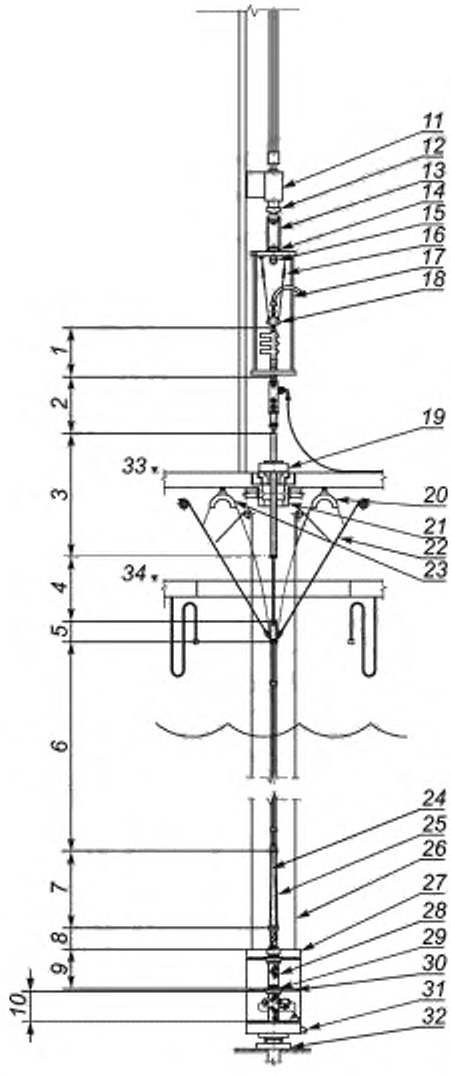
Рисунок А.8 — Установка трубной головки на одноканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин, оборудованном переключателем каналов



[a] Может подниматься непосредственно на серьгах без использования подъемной рамы.

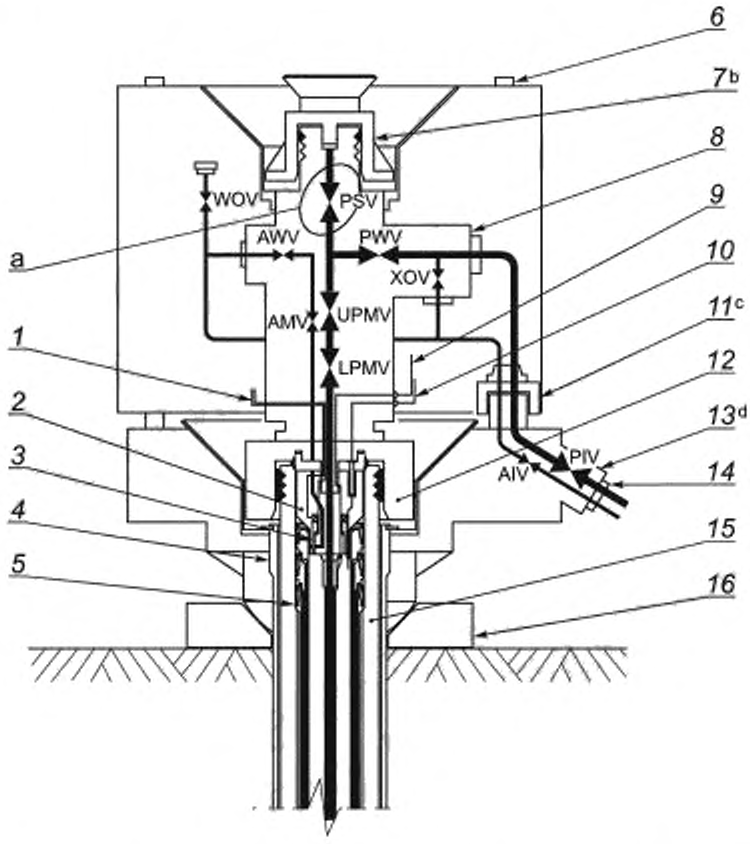
1 — шкив шлангокабеля клапана лубрикатора; *2* — шкив шлангокабеля инструмента установки трубной головки; *3* — гибкая муфта; *4* — шлангокабель управления лубрикатором; *5* — клапан лубрикатора; *6* — гибкая муфта; *7* — нижний блок райзера; *8* — противовыбросовый превентор; *9* — соединение противовыбросового превентора; *10* — талевый блок; *11* — верхний привод; *12* — серьги; *13* — элеватор; *14* — лебедка; *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера); *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера); *18* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *19* — верхний переводник надводной устьевой арматуры; *20* — надводная устьевая арматура; *21* — нижний переводник надводной устьевой арматуры; *22* — износостойкое соединение; *23* — крестовина райзера для заканчивания; *24* — дивертор; *25* — натяжные устройства; *26* — телескопическое соединение; *27* — райзер для бурения; *28* — направляющие тросы (опция), *29* — верхний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *30* — нижний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *31* — зажим шлангокабеля инструмента спуска трубной головки; *32* — шлангокабель инструмента спуска трубной головки, *33* — колонные головки, *34* — переключатель каналов, *35* — стопорный клапан; *36* — срезной переводник, *37* — разъем аварийного разъединения; *38* — двуствольная ПФА; *39* — направляющий штифт ориентируемого соединительного узла трубной головки; *40* — ориентируемый соединительный узел трубной головки; *41* — инструмент для установки трубной головки, *42* — направляющие стойки (опция); *43* — трубная головка; *44* — направляющая плита, *45* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите, *46* — устье скважины; *47* — пол буровой установки; *48* — буровая шахта; *49* — двухканальная колонна для монтажа устьевого оборудования

Рисунок А.9 — Установка трубной головки на одноканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин и двухканальной колонне для монтажа устьевого оборудования, оснащенной переключателем каналов



1 — противовыбросовый превентор для каната/колонны гибких труб, *2* — надводная устьевая арматура и переводники; *3* — износостойкое соединение, *4* — соединение с регулируемой длиной, *5* — натяжное соединение; *6* — колонные головки; *7* — соединение под нагрузкой; *8* — переключатель каналов; *9* — нижний блок райзера (для бурения), *10* — ПФА; *11* — талевый блок, *12* — верхний привод; *13* — серьги; *14* — элеватор, *15* — лебедка, *16* — стропы; *17* — подъемная рама (показана в качестве примера). *18* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера); *19* — крестовина райзера для заканчивания; *20* — шкив линии доступа в затрубное (межтрубное) пространство; *21* — натяжные устройства; *22* — корпус дивертора; *23* — шкив шлангокабеля системы ремонта скважины; *24* — шлангокабель системы управления ремонтом; *25* — линия доступа в затрубное (межтрубное) пространство, *26* — направляющие тросы (опция), *27* — система аварийного отсоединения, *28* — противовыбросовый превентор для колонны/колонны гибких труб; *29* — инструмент для установки ПФА; *30* — направляющие стойки (опция); *31* — направляющая плита; *32* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите, *33* — пол буровой установки; *34* — буровая шахта

Рисунок А.10 — Установка ПФА вертикального типа на одноканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин, оснащенном переключателем каналов



[a] Вместо задвижки для спускаемого на тросе в скважину инструмента может быть установлена заглушка.

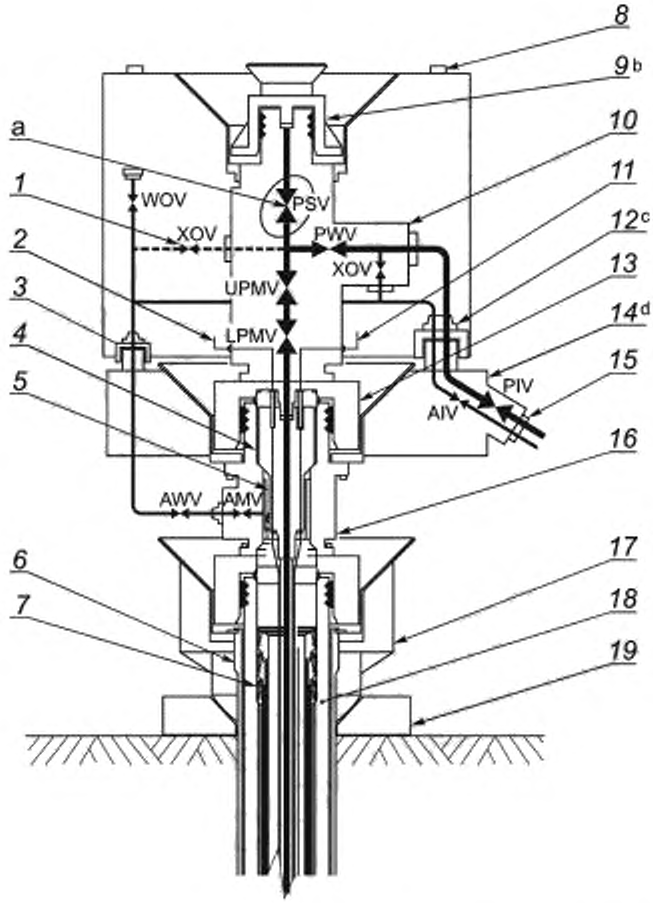
[b] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[c] Показано подсоединение выкидной линии через эксплуатационную направляющую плиту, но возможно подключение непосредственно к ПФА.

[d] Показана эксплуатационная направляющая плита (позволяет подключать выкидные линии).

1 — линия управления переключающим клапаном доступа в затрубное (межтрубное) пространство; *2* — трубная головка; *3* — скользящий муфта доступа в затрубное (межтрубное) пространство; *4* — колонная головка направления; *5* — ПОК и уплотнительные узлы; *6* — направляющие (опция); *7* — колпак устьевой арматуры, *8* — устьевая арматура; *9* — линия передачи данных от расположенных на забое датчиков давления и температуры; *10* — линия управления внутрискважинным клапаном-отсекателем, *11* — соединитель выкидной линии; *12* — соединительная муфта ПФА; *13* — донная направляющая плита; *14* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки; *15* — устье скважины; *16* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите

Рисунок А.11 — Подводная фонтанная арматура вертикального типа соосной конструкции



[a] Вместо задвижек для спускаемого на тросе в скважину или затрубное (межтрубное) пространство инструмента могут быть установлены заглушки.

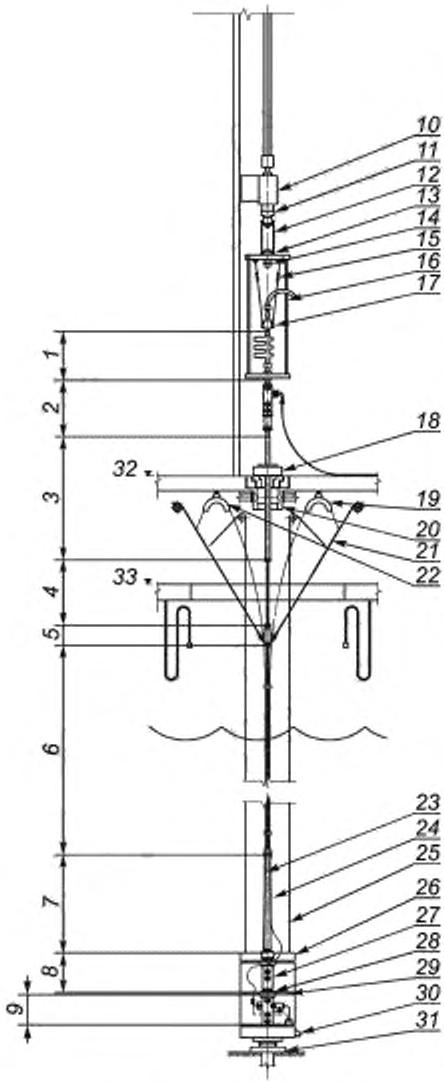
[b] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[c] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[d] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

1 — альтернативное место расположения перепускного клапана; *2* — линия управления внутрискважинным клапаном-отсекателем; *3* — соединитель линии затрубного (межтрубного) пространства; *4* — трубная головка; *5* — муфта для выравнивания; *6* — колонная головка направления: *7* — ПОК и уплотнительные узлы. *8* — направляющие (опция); *9* — колпак устьевой арматуры. *10* — устьевая арматура; *11* — линия передачи данных от расположенных на забое датчиков давления и температуры, *12* — соединитель выкидной линии; *13* — соединительная муфта устьевой арматуры, *14* — направляющая плита. *15* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки; *16* — переводник трубной головки; *17* — направляющая плита устьевой арматуры; *18* — устье скважины. *19* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите

Рисунок А.12 — Подводная фонтанная арматура вертикального типа соосной конструкции с двухфланцевой колонной головкой



1 — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *2* — надводная устьевая арматура и переводники. *3* — износостойкое соединение; *4* — соединение с регулируемой длиной; *5* — натяжное соединение; *6* — колонные головки; *7* — соединение под нагрузкой; *8* — нижний блок райзера (для бурения); *9* — ПФА; *10* — талевый блок; *11* — верхний привод; *12* — серьги; *13* — элеватор, *14* — лебедка; *15* — стропы; *16* — подъемная рама (показана в качестве примера), *17* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера); *18* — крестовина райзера для заканчивания; *19* — шкив линии доступа в затрубное (межтрубное) пространство, *20* — натяжные устройства; *21* — корпус дивертора; *22* — шкив шлангокабеля системы ремонта скважины, *23* — шлангокабель системы управления ремонтом; *24* — линия доступа в затрубное (межтрубное) пространство (показано подключение к ПФА), *25* — направляющие тросы (опция); *26* — система аварийного отсоединения; *27* — направляющие тросы (опция); *28* — инструмент для спуска ПФА; *29* — направляющие стойки (опция); *30* — направляющая плита; *31* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *32* — пол буровой установки; *33* — буровая шахта

Рисунок А.13 — Установка ПФА концентрического типа на одноканальном райзере для заканчивания/ремонта скважин, оборудованном переключателем каналов

А.4.3 ПФА горизонтального типа

А.4.3.1 Конфигурация

В системах устьевой арматуры с ПФА горизонтального типа ПФА монтируют на устье скважины, а затем внутрь нее устанавливают трубную головку, формируя соединение между НКТ и ПФА.

На рисунке А.14 показана типовая конфигурация с эксплуатационной направляющей плитой как часть общей компоновки. Такая конструкция позволяет извлекать ПФА без отсоединения выкидных линий и шлангокабеля. Таким образом, при меньшей вероятности возникновения необходимости извлечения ПФА существует меньшая потребность в установке ее основания, а в некоторых случаях эксплуатационная направляющая плита может быть интегрирована с фланцем ПФА. Это уменьшает число необходимых спускоподъемных операций, но снижает гибкость системы, а именно:

- выкидные линии и шлангокабель могут быть подключены только после установки ПФА;
- требуется отключить выкидную линию и шлангокабель в случае возникновения необходимости снятия ПФА.

А.4.3.2 Подвеска насосно-компрессорных труб

Трубная головка обеспечивает подвеску НКТ и изолирует кольцевое пространство между насосно-компрессорной колонной и обсадными трубами. Трубная головка крепится внутри устьевой ПФА.

В ПФА горизонтального типа трубная обвязка, как правило, является одноствольной, при этом доступ в затрубное (межтрубное) пространство обеспечивается через боковые входные отверстия, расположенные выше и ниже трубной головки. Необходимо ориентировать расположение трубной головки в ПФА таким образом, чтобы отверстие скважинного трубопровода совпадало с соответствующим отверстием ПФА.

А.4.3.3 Подводная фонтанная арматура горизонтального типа

А.4.3.3.1 ПФА горизонтального типа состоит из блока клапанов, который включает проходные каналы и запорные устройства, обеспечивающие управление расходом и давлением скважинной продукции с целью обеспечения безопасной эксплуатации скважины. ПФА включает переводник, с помощью которого она крепится к устью скважины. Этот переводник обеспечивает герметичное соединение с устьем скважины, в то время как уплотнительная катушка трубной головки обеспечивает герметичное разделение скважинного трубопровода и затрубного (межтрубного) пространства в месте соединения с ПФА. Стыковочный выступ в нижней части ПФА входит в верхнюю колонную головку, обеспечивая герметичное соединение. Внутреннее отверстие стыковочного выступа имеет спиралевидное углубление, за счет чего обеспечивается заданная ориентация трубной головки при установке.

А.4.3.3.2 Наружная трубная обвязка обеспечивает прохождение скважиной продукции между отверстиями ПФА и точками подсоединения выкидных линий. Выкидные линии могут быть подключены или непосредственно к ПФА, или к трубной обвязке эксплуатационной направляющей плиты. Возможные соединители, используемые для подключения выкидной линии к ПФА, описаны в А.9.3.

А.4.3.3.3 Вверху трубной головки обычно устанавливают заглушку, обеспечивающую изоляцию скважинного трубопровода. Затем устанавливают запорное устройство внутри верхней части ПФА (внутренняя крышка ПФА) для обеспечения второго перекрытия ствола скважины.

В качестве запорного устройства может использоваться заглушка, штуцер или шаровой клапан для обеспечения ввода инструмента на кабеле или колонне гибких труб при проведении внутрискважинных работ. Защитный колпак монтируют сверху ПФА для предотвращения ее обрастания морскими организмами. Основное различие между ПФА горизонтального и вертикального типов заключается в том, что в горизонтальной конструкции трубную головку устанавливают внутри ПФА, что позволяет осуществлять замену забойных элементов конструкции скважины, не снимая ПФА.

А.4.3.3.4 Использование ПФА горизонтального типа первоначально было связано с применением электрических погружных насосов, поскольку предполагалось частое проведение внутрискважинных ремонтных работ. В настоящее время ПФА горизонтального типа применяют и на фонтанных скважинах. ПФА горизонтального типа также позволяет спустить трубную головку на стандартной муфте колонны НКТ без использования двухканального райзера.

А.4.3.3.5 Для обеспечения свободного проходного сечения в ПФА горизонтального типа нельзя устанавливать клапаны на вертикальном стволовом проходе ПФА, поэтому клапаны устанавливают на горизонтальных отводах в пределах корпуса ПФА. Это позволяет использовать в устьевой арматуре эксплуатационную линию большего диаметра, чем допускается при использовании ПФА вертикальной конструкции. Очевидно, что большое значение имеет качество уплотнения между трубной головкой и ПФА, так как оно по существу заменяет ЗА, используемую в конструкции ПФА вертикального типа.

А.4.3.3.6 Возможность извлечения трубной головки без снятия ПФА привлекательна для использования в скважинах, оборудование которых требует частого извлечения (например, погружные насосы, элементы интеллектуальной системы заканчивания и т. д.).

А.4.3.3.7 ПФА горизонтального типа целесообразно использовать на скважинах с высокой производительностью или нагнетательных скважинах с опорной плитой на несколько скважин или кустах скважин.

А.4.3.3.8 В ПФА горизонтального типа отсутствуют проблемы, связанные с установкой и ориентацией трубной головки из-за того, что трубную головку устанавливают в ПФА, а в конструкцию нижней части ПФА включена спираль, обеспечивающая ориентацию трубной головки. Это исключает необходимость в увеличении высоты обсадной колонны и в спуске инструмента для контроля ориентации трубной головки, а также в установлении в противовыбросовом превенторе направляющего штифта или в муфты для выравнивания.

А.4.3.3.9 ПФА горизонтального типа может быть установлена на устье скважины после завершения буровых работ и установки обсадных колонн. Для этого перед заканчиванием скважины необходимо ее временно заглушить, а противовыбросовый превентор извлечь на поверхность. Затем, после установки ПФА на устье скважины, противовыбросовый превентор снова опускается, но в этот раз он устанавливается на верхней части ПФА. После крепления превентора на ПФА цементная пробка разбуривается, выполняется спуск и установка колонны для заканчивания и трубной головки. За этим следует спуск и установка запорного устройства в верхней части ПФА и снятие противовыбросового превентора. После этого ПФА горизонтального типа готова к эксплуатации.

А.4.3.3.10 Необходимость извлечения противовыбросового превентора в промежутке между окончанием бурения и началом операций по заканчиванию является недостатком при освоении месторождения одиночными скважинами, в то же время при использовании кустового бурения, при котором предполагается извлечение превентора, использование вертикальной и горизонтальной ПФА становится равноценным.

А.4.3.3.11 Необходимо обосновывать применение ПФА горизонтального типа, поскольку использование большего числа оборудования на этапе заканчивания приводит к увеличению затрат на строительство скважин.

А.4.3.3.12 На рисунке А.15 показана типовая компоновка для спуска ПФА горизонтального типа. Во время спуска трубной головки и внутрискважинных операций перекрытие скважины обеспечивается плашками противовыбросового превентора, нагнетательной линией глушения скважины, дроссельной линией и отказоустойчивыми задвижками, расположенными в компоновке на колонне для установки трубной головки (см. рисунок А.16).

А.4.3.3.13 Выход из строя любого компонента в конструкции с ПФА горизонтального типа требует полного глушения скважины перед извлечением ПФА на поверхность для ремонта. Однако статистический анализ показывает, что вероятность выхода из строя скважинного оборудования, в особенности управляемого с поверхности внутрискважинного клапана-отсекателя и погружных насосов, в несколько раз превышает вероятность отказов в ПФА. Таким образом, с позиции анализа характера и последствий отказов выбор ПФА горизонтального типа является более обоснованным.

А.4.3.3.14 Вариант конструкции ПФА горизонтального типа с применением составной трубной головки позволяет извлекать ПФА без подъема колонны для заканчивания, но в этом случае требуется сложная система изоляции затрубного (межтрубного) пространства.

А.4.3.4 Конструкции, через которые можно вести бурение

А.4.3.4.1 Вариант конструкции горизонтальной ПФА, которая определяется, как ПФА, через которую можно вести бурение, имеет все преимущества конструкции горизонтальной ПФА, но дополнительно обеспечивает возможность бурения без снятия ПФА (см. рисунок А.17).

А.4.3.4.2 В этой системе снижено число операций по установке противовыбросового превентора, так как все буровые работы и операции по заканчиванию скважины выполняют через ПФА, без извлечения превентора.

А.4.3.4.3 Система устья скважины должна иметь компактную конструкцию с внутренним размером 425,45 мм (16 ¾") или 346 мм (13 5/8") и внешним размером 476,25 мм (18 ¾"). Это позволяет осуществлять спуск обсадной колонны через ПФА, а также обеспечивает внутреннее посадочное плечо для установки трубной головки в ПФА.

А.4.3.4.4 Ведение бурения на все более глубоководных участках приводит к возрастанию механической нагрузки на райзеры, увеличению необходимого объема бурового раствора и запаса обсадных труб, что существенно усложняет использование 533,4 мм (21") бурового райзера и 476,25 мм (18 ¾") противовыбросовых превенторов. Решение данной задачи привело к необходимости разработки других систем, в которых используются противовыбросовые превенторы диаметром 425,45 мм (16 ¾") или 346 мм (13 5/8"), 355,6 мм (14") буровой райзер и обсадные колонны малого диаметра.

А.4.3.4.5 Одним из недостатков конструкции, через которую возможно вести бурение, является опасность повреждения уплотнительных элементов в процессе буровых операций, несмотря на то, что оборудование устьевой арматуры защищено втулкой. Это связано с тем, что буровые долота, колонные головки, защитные втулки и уплотняющие узлы проходят через устьевую арматуру. Соответствующая конструкция защитной втулки с принудительной блокировкой и специальными элементами входа-выхода может уменьшить данную проблему.

А.4.3.4.6 Кроме того, существует опасность попадания бурового и цементного растворов в боковые отводы из-за износа уплотнителей защитной втулки, особенно, это относится к системе управления внутрискважинным клапаном-отсекателем и системе контроля давления и температуры на забое. Решить эту проблему позволяет использование соответствующей конструкции защитной втулки.

А.4.3.4.7 Еще одним недостатком является ограничение диаметра долота величиной 406,4 мм (16") при бурении под обсадную колонну диаметром 339,725 мм (13 3/8"). Решить эту проблему позволяет использование раздвижных долот, расширителей и долот с гидромониторными насадками.

А.4.3.4.8 Из-за необходимости установки ПФА уже на стадии бурения, капитальные затраты на систему с ПФА, через которую можно вести бурение, являются самыми высокими среди трех систем устьевой арматуры. Следовательно, необходимость применения такой конструкции требует убедительного обоснования, хотя эти затраты могут быть компенсированы за счет снижения расходов на бурение и освоение скважины.

А.4.3.4.9 Во время спуска трубной головки и внутрискважинных операций перекрытие скважины обеспечивается плашками противовыбросового превентора, нагнетательной линией глушения скважины, дроссельной линией и отказоустойчивыми задвижками, расположенными в компоновке колонны для установки трубной головки.

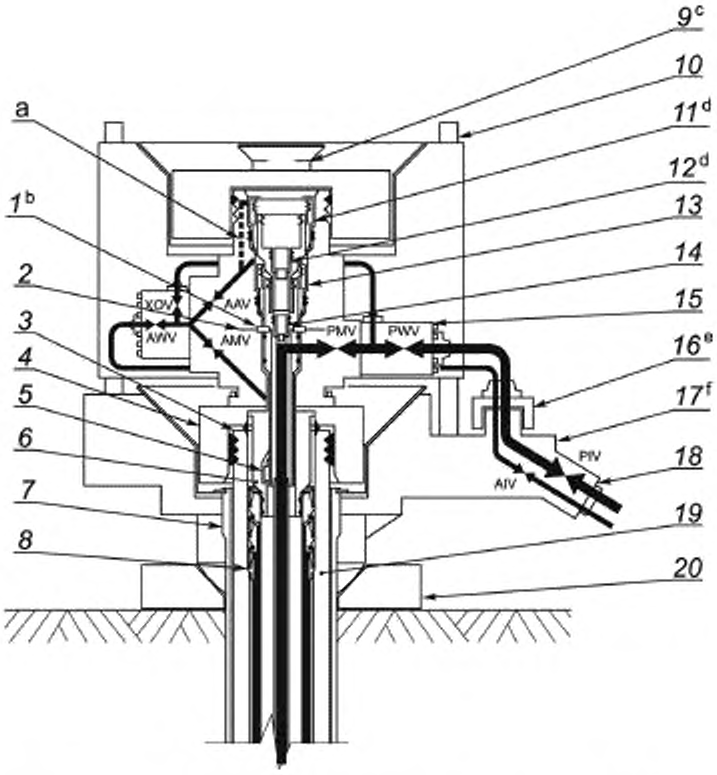
А.4.3.5 Инструменты для установки

ПФА горизонтального типа может быть установлена с помощью бурильной колонны или с использованием райзера и блока противовыбросовых превенторов.

Трубную головку устанавливают и снимают с помощью райзера и блока противовыбросовых превенторов, при этом используют инструмент для установки трубной головки. Арматуру для испытания скважин, различные задвижки и блоки аварийного отсоединения устанавливают над этим инструментом.

А.4.3.6 Вспомогательное оборудование

Различное вспомогательное оборудование, включающее погрузочно-разгрузочное и защитное оборудование, испытательные тумбы для ППВО, макет колонной головки и т. д., обычно поставляется как часть системы *ПФА* горизонтального типа.



[a] Обеспечивают доступ в затрубное (межтрубное) пространство без необходимости снятия внутренней крышки ПФА.

[b] Гидравлические/контрольные линии могут быть оснащены уплотнениями для неподвижного соединения.

[c] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

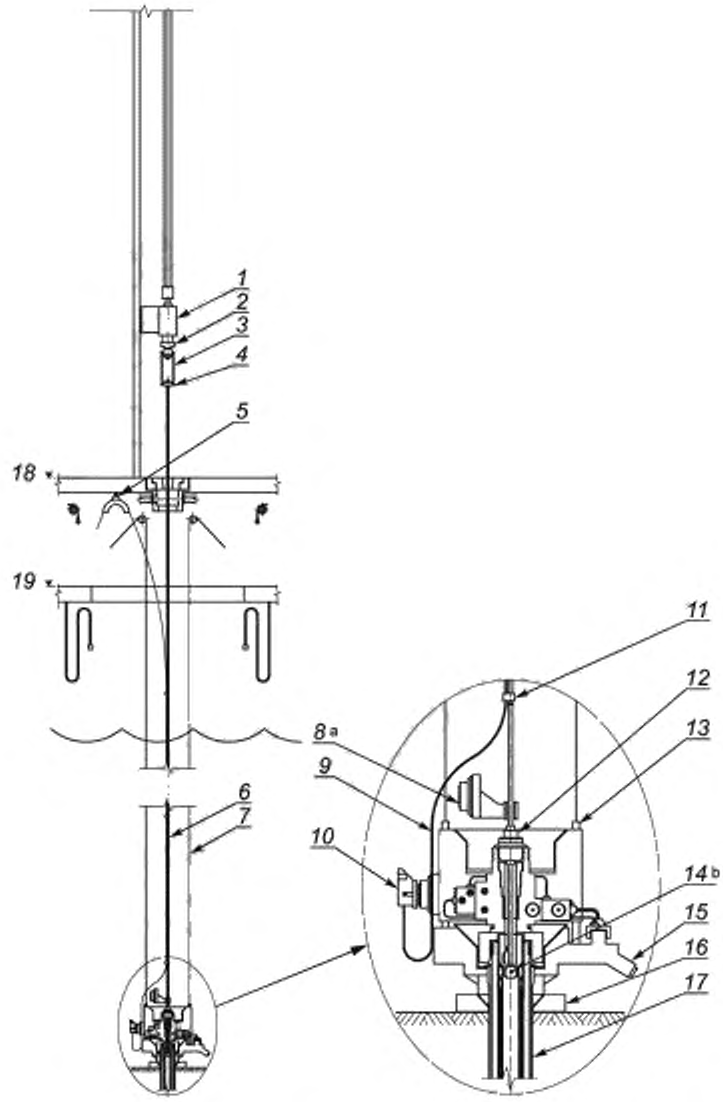
[d] Внутренняя крышка ПФА показана с заглушкой. Она может иметь сплошную конструкцию или включать шаровую задвижку.

[e] Показано подсоединение выкидной линии через эксплуатационную направляющую плиту, но возможно подключение непосредственно к ПФА.

[f] Показана эксплуатационная направляющая плита (позволяет подключать выкидные линии).

1 — горизонтальные перемещающиеся соединители; *2* — линии управления внутрискважинным клапаном-отсекателем и датчиками давления и температуры, *3* — устье скважины; *4* — соединительная муфта ПФА, *5* — спираль для ориентирования трубной головки: *6* — короткая муфта системы заканчивания, *7* — колонная головка направления; *8* — колонные головки и уплотнительные узлы; *9* — колпак устьевой арматуры: *10* — направляющие (опция); *11* — внутренняя крышка ПФА; *12* — заглушка внутренней крышки ПФА; *13* — трубная головка, *14* — заглушка трубной головки, *15* — ПФА: *16* — соединение с выкидной линией; *17* — донная направляющая плита; *18* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки; *19* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *20* — задвижка на отводящей линии затрубного пространства

Рисунок А.14 — Подводная фонтанная арматура горизонтального типа

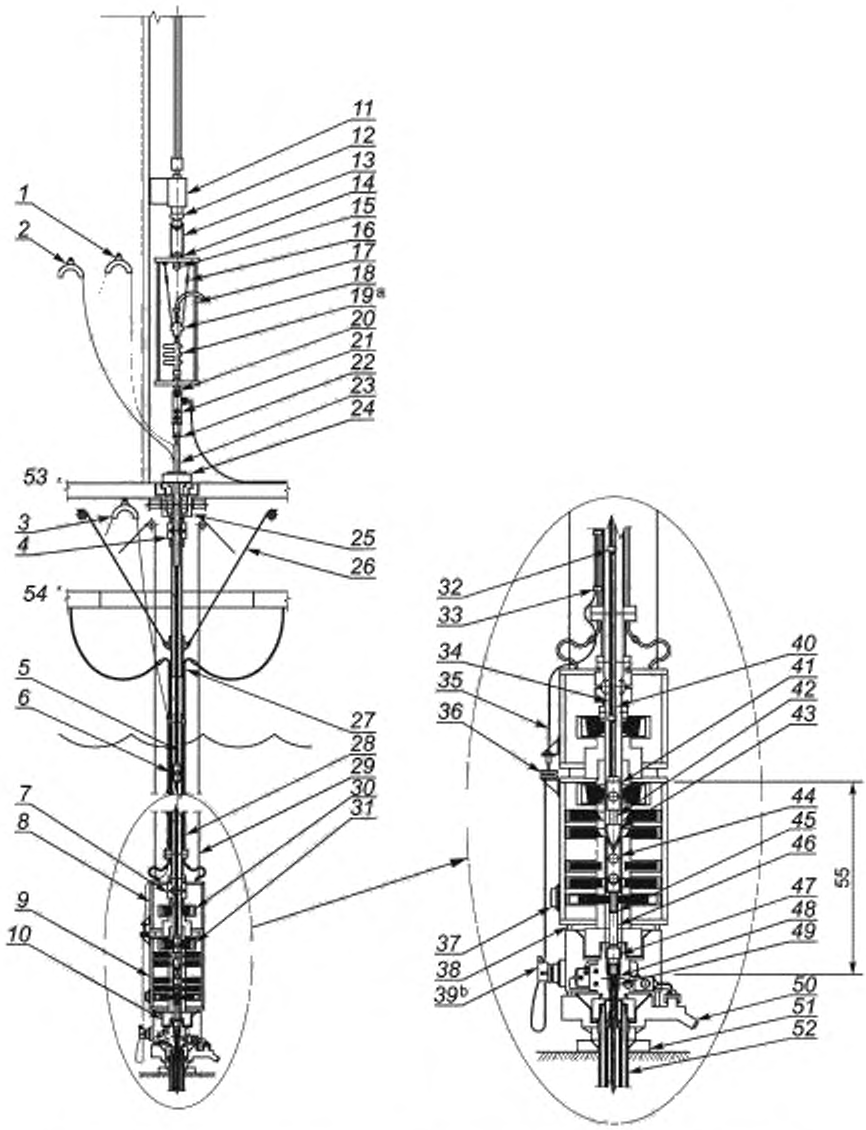


[a] Место предварительной установки контактной площадки системы управления ремонтом также может быть на верху ПФА.

[b] Испытание может быть выполнено другими средствами.

1 — талевый блок; *2* — верхний привод; *3* — серьги; *4* — элеватор; *5* — шкив шлангокабеля системы ремонта; *6* — бурильная колонна; *7* — направляющие тросы (опция); *8* — место предварительной установки контактной площадки шлангокабеля управления ремонтом; *9* — шлангокабель системы ремонта. *10* — контактная площадка шлангокабеля управления ремонтом; *11* — зажим шлангокабеля управления ремонтом; *12* — инструмент для установки ПФА, *13* — направляющие стойки (опция); *14* — инструмент для контроля герметичности заглушки, используемой для закрытия скважины в процессе заканчивания, *15* — донная направляющая плита; *16* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *17* — устье скважины; *18* — пол буровой установки; *19* — буровая шахта

Рисунок А.15 — Установка ПФА горизонтального типа на бурильной колонне



[a] Может подниматься непосредственно на серьгах без использования подъемной рамы.

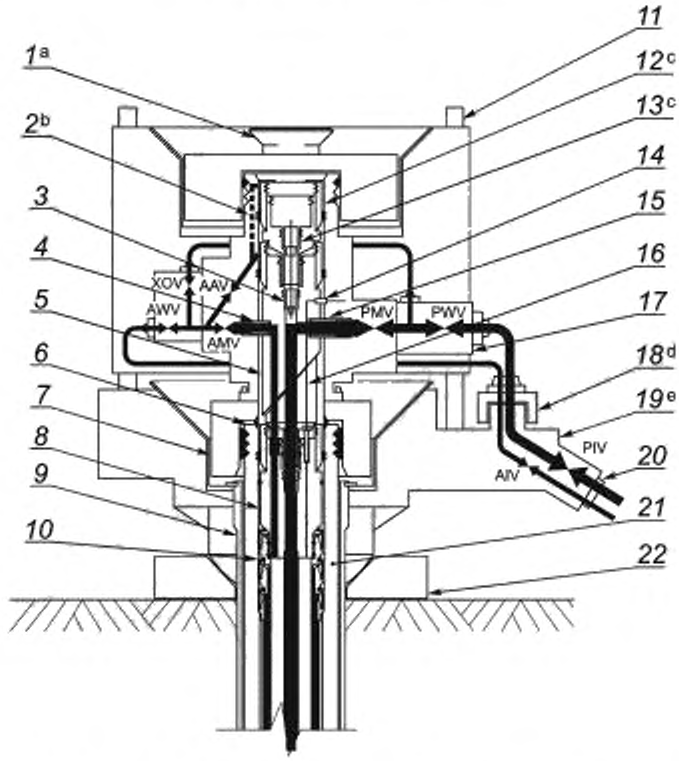
[b] Место подключения контактной площадки райзера системы управления ремонтом также может быть на верху ПФА.

1 — шкив шлангокабеля клапана лубрикатора; *2* — шкив шлангокабеля инструмента установки трубодержателя; *3* — шкив шлангокабеля системы ремонта скважины; *4* — гибкая муфта; *5* — шлангокабель управления лубрикатором; *6* — клапан лубрикатора; *7* — гибкая муфта; *8* — нижний блок райзера: *9* — противовыбросовый превентор; *10* — соединение противовыбросового превентора; *11* — талевый блок; *12* — верхний привод,*13* — серьги; *14* — элеватор; *15* — лебедка; *16* — стропы; *17* — подъемная рама (показана в качестве примера);*18* — устьевая головка колонны гибких труб (показана в качестве примера), *19* — противовыбросовый превентор для троса/колонны гибких труб; *20* — верхний переводник надводной устьевой арматуры; *21* — надводная устьевая арматура, *22* — нижний переводник надводной устьевой арматуры; *23* — износостойкое соединение; *24* — крестовина райзера; *25* — дивертор; *26* — натяжные устройства; *27* — телескопическое соединение; *28* — райзер для бурения, *29* — направляющие тросы (опция); *30* — верхний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства

Рисунок А.16 — Установка трубной головки в ПФА горизонтального типа, лист 1

31 — нижний противовыбросовый превентор затрубного (межтрубного) пространства; *32* — зажим шлангокабеля инструмента установки трубной головки; *33* — зажим шлангокабеля системы ремонта скважины; *34* — шлангокабель инструмента установки трубной головки; *35* — шлангокабель системы ремонта скважины; *36* — разъемное соединение шлангокабеля; *37* — свободный разъем для шлангокабеля; *38* — направляющие стойки (опция): *39* — контактная площадка шлангокабеля управления ремонтом; *40* — колонные головки; *41* — стопорный клапан; *42* — срезной переводник; *43* — разъем аварийного разъединения, *44* — подводная устьевая арматура; *45* — штыревое соединение; *46* — переводник, *47* — инструмент для установки трубной головки; *48* — трубная головка; *49* — предохранительная втулка трубной головки; *50* — донная направляющая плита; *51* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите; *52* — устье скважины; *53* — пол буровой установки; *54* — буровая шахта, *55* — колонна для монтажа устьевого оборудования

Рисунок А.16, лист 2



[a] Колпак устьевой арматуры может обеспечивать или не обеспечивать герметичность.

[b] Обеспечивают доступ в затрубное (межтрубное) пространство без необходимости снятия внутренней крышки ПФА.

[c] Внутренняя крышка ПФА показана с заглушкой. Она может иметь сплошную конструкцию или включать шаровую задвижку.

[d] Показано подсоединение выкидной линии через эксплуатационную направляющую плиту, но возможно подключение непосредственно к устьевой арматуре.

[e] Показана эксплуатационная направляющая плита (позволяет подключать выкидные линии).

1 — колпак устьевой арматуры; *2* — возможные точки ввода линии доступа в затрубное (межтрубное) пространство; *3* — заглушка переходной катушки; *4* — стыковочная муфта доступа в затрубное (межтрубное пространство); *5* — переходная катушка (показана со спиральной ориентирующей линией); *6* — устье скважины, *7* — соединительная муфта устьевой ПФА; *8* — трубная головка; *9* — колонная головка направления; *10* — колонные головки и уплотнительные узлы; *11* — направляющие (опция); *12* — внутренняя крышка ПФА; *13* — заглушка внутренней крышки ПФА. *14* — горизонтальные перемещаемые разветвители/соединители; *15* — стыковочная муфта эксплуатационной линии; *16* — линии управления внутрискважинным клапаном-отсекателем и датчиками давления и температуры; *17* — ПФА; *18* — узел соединения выкидной линии, *19* — донная направляющая плита; *20* — узел соединения выкидной линии/трубной вставки, *21* — устье скважины; *22* — временная направляющая плита или вырез в опорной плите

Рисунок А.17 — ПФА, через которую возможно вести бурение

А.5 Донные системы подвески обсадных колонн

А.5.1 Общие положения

Первоначально при разработке донных систем ПОК предполагалось, что они будут устанавливаться на мелководных участках при бурении с самоподъемных буровых установок, при этом устья скважин будут располагаться над поверхностью воды. Однако в настоящее время такие системы используются на глубоководных участках при бурении с платформ на натяжных опорах. Эти системы обеспечивают ПОК в стволе скважины вблизи уровня дна. Трубы направления и обсадных колонн выводят на поверхность воды, где на них устанавливают традиционное устьевое оборудование.

Однако заканчивание скважин, пробуренных с использованием обычных донных систем ПОК, может быть выполнено с применением ПФА. Это требует соответствующей доработки этих систем. В общем случае, использование стандартного оборудования ПОК для скважин с подводным заканчиванием лучше подходит для мелководных участков, где требования к прочности и жесткости конструкции не являются определяющими.

Альтернативой традиционному оборудованию ПОК является оборудование, через которое возможно вести бурение. Этот тип оборудования монтируется с самоподъемной буровой платформы.

Дополнительная информация по данным типам приведена в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

А.5.2 Стандартное донное оборудование подвески обсадных колонн и обвязки устья

А.5.2.1 Стандартное донное оборудование подвески (см. рисунок А.18) используется для принятия и передачи на дно нагрузки от веса обсадной колонны, обеспечения контроля давления и доступа в затрубное (межтрубное) пространство, в тех случаях, когда устье скважины расположено выше поверхности воды.

А.5.2.2 Основными элементами стандартной донной системы подвески являются:

- кондуктор [как правило, диаметром 762 мм (30")] и колонный фланец;
- колонные головки.

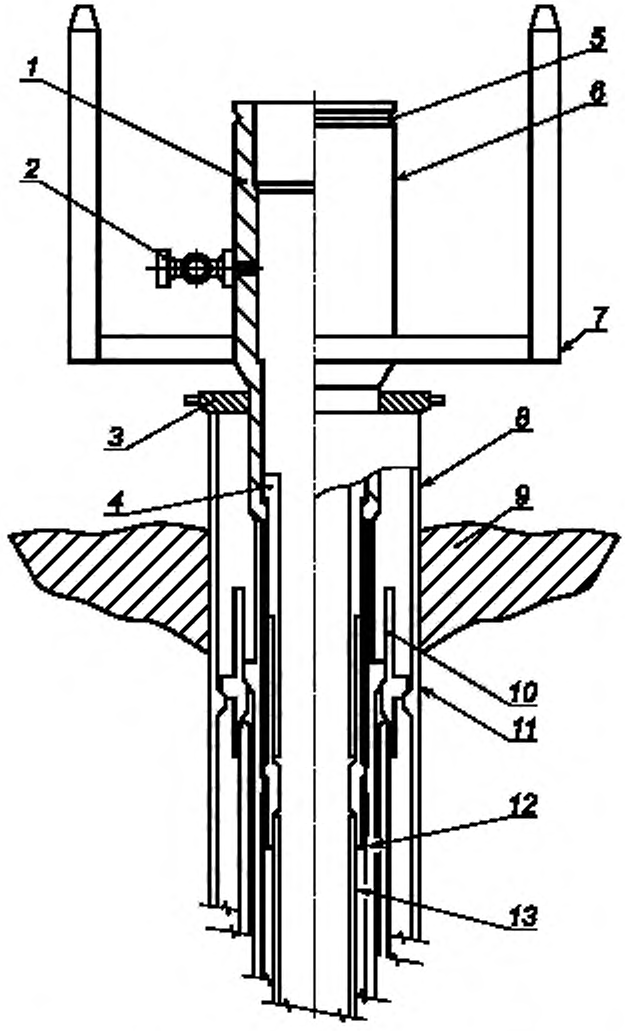
А.5.2.3 При бурении с самоподъемной установки блок противовыбросовых превенторов находится на поверхности. Герметизация затрубного (межтрубного) пространства за счет донной подвески не осуществляется, следовательно, до монтажа компоновки подводного заканчивания скважины необходимо установить соответствующее оборудование для герметизации затрубного (межтрубного) пространства и обеспечения монтажа трубной головки и ПФА.

Для решения этих задач устанавливают следующее оборудование:

- приспособление для надставки (переходная муфта) и надставка обсадной колонны диаметром 339,7 мм (13 3/8");
- колонный фланец [как правило, 346 мм (13 5/8")], установленный на надставку обсадной колонны диаметром 339,7 мм;
- донная направляющая конструкция с четырьмя опорами, предназначенная для выравнивания и ориентации ПФА, инструмента для установки оборудования и проведения внутрискважинных работ.

А.5.2.4 После установки колонного фланца на донную систему ПОК устанавливают систему для повторного ввода в скважину, использующую райзер высокого давления для соединения с системой противовыбросового превентора, установленного на буровой установке. Устанавливают колонные головки, после чего устанавливают и испытывают уплотнительные узлы затрубного (межтрубного пространства). Далее на колонный фланец (или в дополнительный переводник трубной головки) устанавливают трубную головку. Затем в трубной головке устанавливают заглушки и блок противовыбросового превентора. Райзер отсоединяют, после чего на колонный фланец (или переводник трубной головки) устанавливают ПФА.

А.5.2.5 Необходимо применять соответствующий инструмент для установки и вспомогательное оборудование для монтажа и испытания элементов системы подводного заканчивания скважины. Указанное оборудование аналогично используемому при установке ПФА вертикального типа.



1 — трубная головка в разрезе; *2* — задвижка межтрубного (затрубного) пространства, *3* — опорное кольцо (опция); *4* — адаптер насадки колонной головки. *5* — соединитель в разрезе; *6* — устьевой переводник; *7* — направляющие; *8* — колонная головка направления, 762 мм (30"); *9* — дно. *10* — колонная головка 508 мм (20"); *11* — посадочное кольцо в колонне, 762 мм (30"); *12* — колонная головка, 339.7 мм (13 3/8"); *13* — колонная головка, 244,5 мм (9 5/8")

Рисунок А.18 — Типовая донная система с устьевым переводником для установки адаптера насадки колонной головки

А.5.3 Донные системы для подвески обсадных колонн, через которые можно вести бурение

А.5.3.1 Донное оборудование для ПОК, через которое можно вести бурение, используется для передачи на дно нагрузки от веса обсадных колонн и контроля давления. Это оборудование применяется, когда предполагается подводное заканчивание скважины.

А.5.3.2 Оборудование данного типа отличается от традиционного тем, что первая и последующие обсадные колонны используют устье скважины для подвески и обвязки. Колонные головки имеют выступающие посадочные заплечики, поэтому их внешний диаметр не позволяет устанавливать их через надставки предыдущих обсадных колонн. Обычно для установки колонных головок, уплотнительных узлов, внутренних заглушек и трубной головки используются райзеры, имеющие проходное сечение и рабочее давление, соответствующие параметрам блока противовыбросового превентора, установленного на поверхности. Корпус устья имеет необходимую внутреннюю конструкцию для крепления трубной головки и внешний профиль для установки ПФА.

А.5.3.3 Рассматриваемая система ПОК включает следующие элементы:
- колонная головка направления;
- трубодержатель;
- колонная головка кондуктора [как правило, 346 мм (13 5/8")];
- трубодержатели обсадных колонн;
- уплотнительные узлы затрубного (межтрубного) пространства.

А.5.3.4 Необходимо применять соответствующий инструмент для установки и вспомогательное оборудование для монтажа и испытания элементов системы подводного заканчивания скважины. Указанное оборудование аналогично используемому при установке подводной устьевой арматуры традиционной конструкции.

А.6 Системы подводного манифольда и опорной плиты

А.6.1 Общие положения

А.6.1.1 Манифольд представляет собой систему коллекторов и трубной обвязки, которая служит для сбора и распределения флюида. Манифольды включают клапаны для регулирования потока флюидов, а также могут иметь другие средства регулирования потока (например, штуцеры), если эти средства отдельно не установлены на ПФА. Манифольды могут использоваться для сбора добываемых флюидов, направления продукции отдельных скважин в испытательную линию, а также для подачи к скважинам нагнетаемых флюидов (газа или воды) или газлифтного газа. Альтернативой применения отдельных задвижек на каждой отводной линии является использование многоканального переключателя, который позволяет направлять продукцию от отдельных скважин в замерную линию, не прекращая подачу продукции от оставшихся скважин.

А.6.1.2 Линии системы TFL, контроля затрубного (межтрубного) пространства, закачки химреагентов и линии системы управления (гидравлические или электрические) могут быть подключены к отдельному манифольду, расположенному на той же опорной плите, что и эксплуатационный манифольд, или к отдельному распределительному блоку системы шлангокабеля.

А.6.1.3 Манифольд включает в себя точки подключения внешних трубопроводов и/или шлангокабеля, а также точки подключения выкидных линий от эксплуатационных скважин. Конструкция манифольда включает несущую раму для крепления трубной обвязки, вентилей, клапанов и т. д. Иногда несущая рама и манифольд включаются в оконечную конструкцию связки трубопроводов. В этом случае его принято называть манифольдом подводного трубопровода. В других случаях, в качестве несущей конструкции для манифольда может использоваться отдельно установленная опорная плита. Описание такой конструкции приведено ниже.

А.6.1.4 Опорная плита представляет собой устанавливаемую на дне конструкцию, которая состоит из несущей рамы и фундамента, в качестве которого используется свайное основание с забиваемыми/задавливаемыми сваями или основание гравитационного типа. Опорная плита обеспечивает возможность размещения следующего оборудования:
- подводные устья и ПФА;
- манифольды трубопроводов (пластовой продукции, нагнетания, испытания скважин и/или распределения химреагентов);
- элементы системы управления, такие как подводный модуль управления, гидравлические линии, электрические кабели;
- оборудование для бурения и заканчивания скважин;
- оборудование для протяжки и подсоединения трубопроводов;
- эксплуатационные райзеры.

А.6.1.5 В состав опорной плиты часто входит защитная рама и/или крышки, предохраняющие подводное оборудование от повреждения падающими предметами или орудиями рыболовного промысла.

А.6.1.6 По сложности опорные плиты классифицируются от простых опорных плит для установки оборудования до опорных плит на несколько скважин с манифольдом.

А.6.1.7 Следует заметить, что термин «опорная плита» часто используется для названия комбинированной конструкции, т. е. состоящей из устройства для защиты опорной плиты и манифольда.

А.6.2 Опорная плита для куста скважин

А.6.2.1 Опорная плита для куста скважин — это плита, служащая в качестве направляющей конструкции для предварительного бурения скважин на одном донном участке.

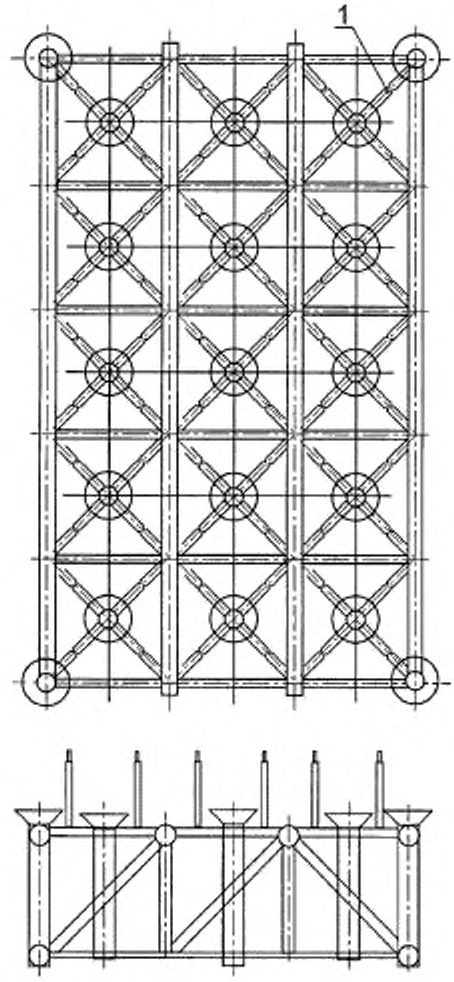
А.6.2.2 Нередко опорная плита для куста скважин служит в качестве направляющей конструкции для бурения нескольких скважин и используется для установки надводного оборудования над этой плитой, к которой позднее подсоединяются скважины (см. рисунок А.19). Скважины можно также заканчивать с использованием подводной устьевой арматуры и отдельных добычных райзеров, идущих от каждой ПФА к стационарной или плавучей главной платформе, находящейся над опорной плитой. В качестве альтернативы, затем на опорную плиту может быть опущен манифольд, преобразуя тем самым эту систему в опорную плиту с манифольдом для куста, о чем более подробно будет описано ниже.

А.6.3 Опорная плита основания райзера

А.6.3.1 Опорная плита для поддержки райзера — это простая опорная плита, которая поддерживает добычной райзер или отгрузочный терминал. Она служит для восприятия нагрузки на райзер в течение всего срока экс-

плуатации (см. рисунок А.20). Этот тип опорной плиты может быть интегрирован с другими типами плит, например с опорной плитой манифольда или опорной плитой куста скважин с манифольдом.

А.6.3.2 Комбинацию опорной плиты райзера, соответствующей трубной обвязки и соединений райзеров и трубопровода(ов) также часто называют основанием райзеров.



1 — гнездо направляющей стойки устьевой арматуры

Рисунок А.19 — Опорная плита для куста скважин

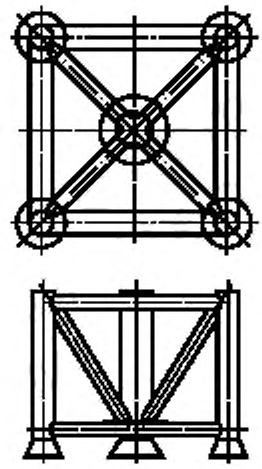


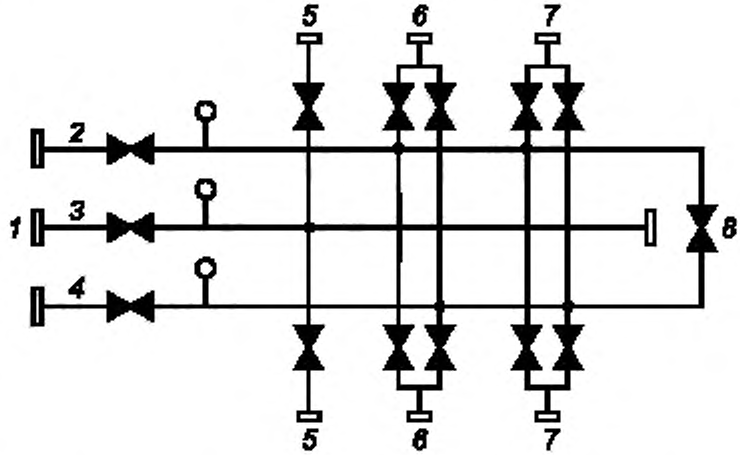
Рисунок А.20 — Опорная плита райзера

А.6.4 Опорная плита манифольда

А.6.4.1 Опорная плита манифольда служит для установки манифольда, предназначенного для сбора добываемой продукции и/или распределения закачиваемых жидкостей (см. рисунок А.21). При таком размещении отдельные скважины-сателлиты группируют вокруг манифольда и соединяют с манифольдом гибкими или жесткими трубами. Этот тип опорной плиты включает места для подсоединения внутрипромысловых трубопроводов или добычных райзеров, идущих к главной установке.

А.6.4.2 Основной шлангокабель также может оканчиваться на этой опорной плите. На опорной плите могут размещаться трубопроводная система распределения химических реагентов, трубы гидравлической системы и/или кабели электрической системы. В таком случае могут использоваться отдельные перемычки шлангокабеля для соединения каждой скважины с химическими, гидравлическими, электрическими системами на манифольде или опорной плите. Основной шлангокабель может оканчиваться на отдельном подводном распределительном блоке шлангокабеля, который соединяется со скважинами с помощью перемычек шлангокабеля. Такое решение позволяет избежать установки дополнительных разъемов и усложнения манифольда.

А.6.4.3 Опорные плиты, соединенные с манифольдом, обычно устанавливают как единое целое. Они часто имеют достаточно небольшие размеры, что позволяет осуществить прохождение через буровую шахту соответствующей мобильной буровой установки, приводя к значительной экономии затрат по сравнению с использованием плавучего крана большой грузоподъемности. Обычно сам манифольд и другие функциональные компоненты можно извлекать для технического обслуживания и вновь устанавливать независимо от конструкции опорной плиты.



1 — к морскому (подводному) трубопроводу или системе райзера; *2* — коллектор, *3* — трубопровод закачиваемой воды; *4* — линия для испытания скважин; *5* — к линии закачки воды; *6* — к устьевой арматуре добывающей скважины; *7* — к устьевой арматуре добывающей скважины, *8* — задвижка для возможного пуска/приема СОД

Рисунок А.21 — Схема типового манифольда

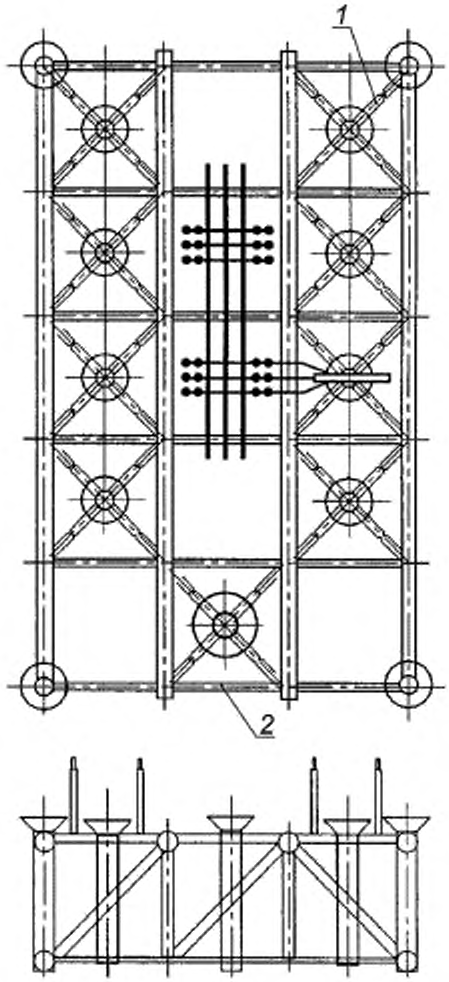
А.6.5 Опорная плита для куста скважин/манифольда

А.6.5.1 Опорная плита для куста скважин/манифольда (ее часто называют также буровой и добычной опорной плитой) представляет собой опорную плиту для бурения и заканчивания нескольких скважин, которая включает систему сбора добытых флюидов и/или распределения закачиваемых жидкостей. Кроме того, она выступает в роли основания райзера, как показано на рисунке А.22. Этот тип опорной плиты также включает места подсоединения внутрипромысловых трубопроводов или добычных райзеров.

А.6.5.2 Опорные плиты для куста скважин и манифольда могут быть простыми, например, на две скважины. Они могут быть установлены с вспомогательного судна. Существуют более сложные опорные плиты с манифольдом, предназначенные для обеспечения нескольких десятков скважин, с размещаемым оборудованием весом в сотни тонн. Для установки такой опорной плиты требуется плавучий кран большой грузоподъемности.

А.6.5.3 Основной шлангокабель может также оканчиваться на этой опорной плите. Таким образом, на опорной плите могут размещаться трубопроводная система распределения химических реагентов, трубная обвязка гидравлической системы, кабели электрической системы и/или подводные модули управления отдельных скважин. Индивидуальные линии управления и другие трубопроводы могут подсоединяться к каждой скважине через многоканальные соединители, предварительно установленные на опорной плите.

А.6.5.4 Как правило, манифольд и другие функциональные компоненты монтируются вместе с опорной плитой и (в зависимости от размера и сложности оборудования) могут быть полностью или по частям извлекаться для технического обслуживания.



1 — направляющие стойки (при необходимости), *2* — основание добычного райзера

Рисунок А.22 — Опорная плита для куста скважин/манифольда с добычным райзером

А.6.6 Конструкция опорной плиты для куста скважин

А.6.6.1 Опорная плита основания райзера и опорная плита манифольда могут быть смонтированы и установлены как единая конструкция. Опорные плиты отдельных скважин и опорные плиты куста скважин/манифольда могут быть спроектированы и установлены под водой либо как единая конструкция, либо как последовательно соединенные модули.

А.6.6.2 В зависимости от размера объединенной опорной плиты существует возможность ее установки через буровую шахту судна, что значительно снижает стоимость работ по сравнению с использованием тяжелого плавучего крана. Если требуется пробурить больше скважин, чем может быть размещено на небольшой опорной плите, то следует использовать модульную конструкцию. Модульные опорные плиты могут собираться под водой за счет установки ряда кондукторов для бурения вокруг базовой конструкции, в качестве которой часто выступает первая скважина. При этом может использоваться и консольная конструкция. Использование модульной конструкции опорной плиты может привести к проблеме с допусками в случае, если планируется установить манифольд на опорную плиту и соединять его с отдельными скважинами жесткими трубными вставками.

А.6.6.3 В другой конструкции единой опорной плиты используются шарнирные соединения. Такая конструкция применяется в том случае, когда необходимо шарнирно соединить периферийные части для складывания плиты во время операций спуска (что позволяет осуществлять спуск через буровую шахту мобильной буровой установ-

ки). Далее конструкция развертывается в горизонтальное положение после установки на морское дно или на сваи (часто на первую скважину с направлением в качестве несущей конструкции). К шарнирно подсоединяемым компонентам относятся направляющие для бурения скважин, узлы подключения внутрипромысловых трубопроводов и/или узел пуска/приема СОД. При этом остается пространство для последующей установки манифольда в центре опорной плиты. В этом случае, поскольку шарнирные компоненты всегда остаются соединенными с остальной частью опорной плиты, не возникает проблем с допусками и последующим подсоединением.

А.6.6.4 Термин «модульный» может быть применен к методу конструирования других компонентов в системе опорной плиты. Например, опорную плиту для куста скважин с манифольдом можно характеризовать как модульную (даже если плита спущена как единое целое подобно шарнирной конструкции, упомянутой выше), если на ней после спуска устанавливают манифольд, узел приема/пуска СОД и т. д. Альтернативой этому типу модульной конструкции является монтаж единой системы с плитой для куста скважин и манифольда. Такой тип опорной плиты часто называют блочным, и для ее установки требуется плавучий кран большой грузоподъемности.

А.7 Подводные технологические системы

А.7.1 Общие положения

А.7.1.1 Подводные технологические системы предназначены для сепарации и повышения давления добываемой продукции. Эти операции могут выполняться либо в скважине, либо на морском дне. Рассматриваемые в данном разделе технологические процессы включают следующие операции:

- двухфазная и трехфазная сепарация;
- повышение давления с помощью многофазных насосов и компрессоров сырого газа;
- удаление воды.

А.7.1.2 Поскольку большая часть подводного технологического оборудования является энергоемкой, в разделе затронуты вопросы энергообеспечения.

А.7.1.3 Оптимизация процесса эксплуатации технологического оборудования требует постоянного мониторинга как технологических параметров, так и состояния оборудования, как изложено в А.7.7.

А.7.2 Выбор конструкции

А.7.2.1 При выборе технологической схемы подводной подготовки для конкретного проекта необходимо ответить на следующие вопросы:

- подводное оборудование используется для снижения затрат, увеличения прибыли или является вынужденным техническим решением;
- какие процессы и технология являются наиболее подходящими в данном случае;
- в каком месте наиболее оптимально разместить технологическое оборудование.

А.7.2.2 Для достижения разных целей используются различные подводные технологии. Например, повышение давления добываемой продукции можно обеспечить за счет использования внутрискважинных насосов, многофазных насосов на устье скважины или за счет сепарации жидкости и газа на устье скважины с последующим нагнетанием жидкости однофазными насосами. Для выбора оптимального процесса требуется оценка технических аспектов, расчет стоимостных показателей на протяжении всего срока эксплуатации, а также оценка возможных эксплуатационных проблем для каждой системы. Оценка потенциальной выгоды от применения подводного технологического оборудования для конкретного проекта должна включать, но не ограничиваться этим, рассмотрение следующих факторов:

- оптимизация дебита и увеличение общей добычи;
- капитальные затраты на оборудование;
- возможное снижение капитальных затрат, связанное с использованием технологии подводной подготовки, например, снижение требований к диаметру и изоляции внутрипромысловых трубопроводов, к верхним строениям платформы, уменьшение фонда скважин и т. д.;
- анализ связанных с системой эксплуатационных затрат, включая затраты на техническое обслуживание, закачку химических реагентов и дополнительное энергообеспечение.

А.7.2.3 На работу и оптимальное расположение систем подводной подготовки продукции влияют следующие факторы:

- глубина скважины;
- пластовое давление;
- свойства флюидов и их изменение в течение срока эксплуатации (плотность, газовый фактор, содержание воды, вязкость и т. д.);
- протяженность внутрипромысловых трубопроводов;
- глубина воды.

А.7.2.4 Глубина скважины (фактическая глубина по вертикали от морского дна) оказывает существенное влияние на выбор места расположения насосного оборудования. В неглубоких скважинах отличия в работе внутрискважинных насосов и насосов, установленных на устье, незначительны, а увеличение стоимости работ по техническому обслуживанию и сложность скважинного оборудования приводит к тому, что предпочтение отдается насосам, расположенным на уровне дна. С другой стороны, для глубоких скважин или для коллекторов с низким давлением может потребоваться применение внутрискважинных насосов, которые должны быть технически надежными.

А.7.2.5 Свойства добываемых флюидов и механических примесей и их изменение на протяжении срока эксплуатации месторождения оказывают большое влияние на конструкцию и работу подводного технологического оборудования. Использование указанного оборудования часто необходимо на этапе падающей добычи для увеличения давления добываемого флюида. Увеличение содержания воды в продукции и возрастание газового фактора делают подводную сепарацию привлекательным методом для увеличения добычи. Конструкция системы, не имеющая потенциала для изменения, может оказаться неподходящей для полного цикла разработки месторождения. Более предпочтительным решением являются модульные конструкции, обеспечивающие гибкость технологического процесса. В настоящее время ряд поставщиков работает над созданием подводных блочных технологических систем.

А.7.2.6 Расположение технологического оборудования как можно ближе к коллектору является предпочтительным по следующим причинам:

- повышается коэффициент гидравлической эффективности работы насосов вследствие меньшей объемной доли газа;
- улучшается сепарация благодаря более низкой вязкости флюида;
- снижается противодавление в системе при удалении воды;
- улучшается характеристика притока;
- улучшается обеспечение стабильности потока.

А.7.2.7 Продуктивный пласт с низким давлением может не обеспечивать поднятие флюидов к устью скважины. В этом случае давление может быть повышено за счет использования скважинного многофазного насоса.

А.7.2.8 Обычно, исходя из свойств флюида, термодинамического и механического коэффициентов полезного действия, для повышения давления и улучшения сепарации предпочтение отдается размещению оборудования как можно ближе к продуктивному пласту, в то время как с точки зрения конструирования и задач технического обслуживания наиболее приемлемым является размещение оборудования ближе к поверхности. Поэтому необходимо найти баланс между этими противоречивыми требованиями и принять технически обоснованное и оптимальное с экономической точки зрения решение по разработке месторождения.

А.7.2.9 Для глубоководных месторождений при небольшой протяженности трубопроводов между скважинами и главной установкой расположение подводного технологического оборудования около устья скважины или у основания райзера не оказывает существенного влияния на гидравлические характеристики. В такой ситуации расположение оборудования у основания райзера является более предпочтительным, если это обеспечивает возможность ремонта и технического обслуживания с главной установки без привлечения отдельного судна.

А.7.3 Сепарация

А.7.3.1 Общие положения

А.7.3.1.1 Сепарация под водой и на поверхности часто имеет разное предназначение. Подводная сепарация обычно используется как метод увеличения уровня добычи и коэффициента извлечения, а также для преодоления ограничений, связанных с размещением оборудования на ВС платформы. Это достигается за счет отделения и удаления нежелательных продуктов (например, воды) в зоне пласта или на уровне дна моря. При этом снижается противодавление в системе добычи. Сепарация позволяет применять более эффективные однофазные насосы и компенсирует существующие ограничения оборудования верхних строений, например, производительность системы обработки воды. Другой важной целью подводной сепарации является обеспечение стабильности потока (борьба с гидратообразованием, коррозией, образованием пробок).

А.7.3.1.2 Качество подводной сепарации может не достигать уровня, который обеспечивается сепараторами на верхних строениях платформы. Например, если целью сепарации является обеспечение работы насоса для транспортирования продукции по протяженному промысловому трубопроводу, то высокая эффективность сепарации газа может не требоваться или не обеспечивать существенной выгоды, по сравнению с проектной средней эффективностью. Такой подход обоснован, поскольку объемы жидкости и газа, выделяющиеся вследствие снижения давления и температуры в трубопроводе при транспортировании, часто значительно выше той величины, которая попадает в трубопровод из-за ограниченной эффективности сепарации. Однако производительность любой системы сепарации необходимо задавать как можно точнее для более эффективного проектирования технологического оборудования подготовки продукции.

А.7.3.1.3 Наличие твердых частиц (например, песка) в системе подводного оборудования является серьезной проблемой, которая может привести к необходимости использования в скважине устройств по борьбе с выносом песка. Использование средств мониторинга выноса песка требует внимательного рассмотрения.

А.7.3.2 Отделение воды из углеводородов

А.7.3.2.1 Отделение воды предусматривает удаление большей части или всей добытой воды из скважинного флюида. Отделенная вода может быть сброшена в море или закачана в поглощающий пласт. Подводная сепарация вблизи скважины может дать значимый экономический эффект на определенных месторождениях за счет следующих факторов:

- снижение противодавления в скважине, что ведет к повышению дебита и/или общего коэффициента извлечения;
- снижение объема флюида, который необходимо транспортировать на оборудование ВС, что позволяет использовать внутрипромысловые трубопроводы меньшего диаметра;
- снижение нагрузки на оборудование ВС, что позволяет увеличить его производительность;
- устранение или минимизация сепарации, очистки и удаления воды на ВС.

А.7.3.2.2 Удаление основного объема воды из добытых флюидов может также помочь решить ряд проблем, связанных с обеспечением стабильности потока, особенно это касается коррозии и образования гидратов. С удалением воды снижаются потребность в закачке химических реагентов и требования к изоляции внутрипромысловых трубопроводов.

А.7.3.2.3 Подводная сепарация может осуществляться либо посредством обычного гравитационного сепаратора, при этом разделенные нефть и газ затем объединяются и транспортируются по одному трубопроводу, либо путем использования блочного сепаратора, работающего обычно в две ступени, когда на первой ступени происходит сепарация газа и жидкости, а на второй — воды от нефти. Блочные сепараторы обычно имеют циклонную или центробежную конструкцию. Конструкция некоторых гидроциклонов требует постоянного наличия воды в обрабатываемом флюиде. Такие гидроциклоны используются либо для подготовки скважинных флюидов с большим содержанием воды, либо для них должна быть обеспечена предварительная сепарация для извлечения основного объема нефти.

А.7.3.2.4 Альтернативой сепаратору, установленному на морском дне, является использование скважинного гидроциклона с погружным насосом.

А.7.3.2.5 Содержание нефти в отсепарированной воде является критическим параметром. Остаточное содержание воды в углеводородах обычно менее важно. Приемлемым техническим условием может быть содержание воды до 20 %. Как правило, эта концентрация воды в нефти не приводит к образованию высоковязкой эмульсии и отделению воды из нефти, при этом уменьшается контакт воды со стенками трубы и, следовательно, снижается потребность в ингибиторах коррозии. Однако, если целью подводной сепарации является снижение расходов на ингибиторы гидратообразования, тогда уменьшение содержания воды в углеводородах до установленного уровня является критическим параметром.

А.7.3.3 Двухфазная сепарация

А.7.3.3.1 Двухфазная сепарация газ/жидкость может осуществляться либо с помощью традиционного (гравитационного), либо блочного (обычно циклонного) сепаратора. Двухфазная сепарация обеспечивает эффективную перекачку отсепарированных флюидов и обеспечивает стабильность потока (это особенно касается коррозии и образования гидратов) за счет отделения кислого газа и гидратообразующих углеводородов от воды. За счет сепарации вблизи скважин снижается вероятность образования жидкостных или газовых пробок.

А.7.3.3.2 Основной целью двухфазной сепарации является увеличение объема добычи и извлекаемых запасов за счет снижения противодавления на коллектор и обеспечения более низкого давления, при котором прекращается добыча. Системы подводной двухфазной сепарации в большинстве случаев разработаны вместе с системой перекачивания жидкости. Регулирование скорости перекачки жидкости используется как первичный метод контроля уровня жидкости в сепараторе. Существуют два типа систем двухфазной сепарации:

- гравитационные сепараторы в вертикальном или горизонтальном исполнении, конструкция которых базируется на существующих нормах и правилах для оборудования, используемого на ВС, как по продолжительности сепарации, так и по конструкции;
- циклонные сепараторы, которые имеют меньший размер, используют энергию флюида для создания разделяющей силы между газом и жидкостью.

А.7.3.3.3 Сепаратор можно размещать непосредственно около скважин или у основания райзера. Обычно имеет место противоречие между оптимизацией производительности и минимизацией стоимости системы. Оптимальная производительность предполагает размещение технологической системы ближе к продуктивному пласту, хотя с точки зрения минимальной стоимости ее лучше размещать ближе к главной установке. Оптимальное местоположение зависит от характеристик СПД и основной цели, для которой выполняется сепарация. Ниже приведены положения, которые следует оценивать в каждом отдельном случае:

- для обеспечения транспорта продукции по протяженным промысловым трубопроводам более предпочтительным является сепарация вблизи устьев скважин. Это объясняется тем, что наибольшие потери давления имеют место при многофазном транспорте, и уменьшение таких потерь значительно снижает противодавление на продуктивный пласт;
- для глубоководных месторождений с незначительным перепадом высот между устьем скважины и основанием райзера и с относительно короткими выкидными линиями предпочтительным решением является сепарация у основания райзера. Такое расположение является привлекательным, поскольку основные проблемы, включая потери давления, падение температуры и большинство проблем, включая образование пробок и низкие температуры, возникают в райзере. Также можно снизить эксплуатационные затраты, если обслуживание сепаратора осуществляется с главного сооружения без привлечения специального судна.

А.7.3.4 Трехфазная сепарация

Возможно проведение под водой трехфазной сепарации (газ/нефть/вода), однако, для обеспечения надежной работы таких систем необходимы:

- точный и надежный контроль в сепараторе положения поверхностей раздела между водой, эмульсией, нефтью, пеной и газом (см. А.7.7);
- обеспечение надежной системы дозирования химреагентов для минимизации количества эмульсии и пены в сепараторе, облегчая, таким образом, измерение положения поверхностей раздела и в то же время увеличивая до максимума полезный объем, имеющийся для сепарации флюидов;

- обеспечение надежной работы подводных регулирующих клапанов для управления расходом флюидов в сепараторе;
- точное оперативное измерение содержания нефти в пластовой воде;
- способы удаления песка и других твердых частиц из сепаратора.

А.7.4 Повышение давления

А.7.4.1 Общие положения

А.7.4.1.1 Повышение давления (нагнетание) в подводных условиях может быть осуществлено в скважине или на морском дне. Подводные многофазные насосы используются для увеличения давления добываемой продукции выше значения давления естественного потока за счет внесения дополнительной энергии в систему, что может обеспечить следующие преимущества:

- увеличение динамики добычи (сокращается срок эксплуатации месторождения) и повышение коэффициента извлечения;
- обеспечение подъема скважинной продукции для скважин с низкой естественной производительностью (низкое давление, низкий газовый фактор, высокое содержание воды);
- увеличение входного давления в протяженных выкидных линиях, идущих до основной установки или до берега;
- повышение давления в низконапорных скважинах для обеспечения требуемого устьевого давления («положительное дросселирование»).

А.7.4.1.2 Типовая подводная насосная система состоит из следующих элементов:

- центробежного или винтового насоса, включая корпус, радиальные/упорные подшипники, сальники вала, клапаны и трубную обвязку;
- электрического мотора или гидравлической турбины в качестве привода;
- механического сопряжения между насосом и приводом;
- линии передачи энергии (электрической или гидравлической);
- системы управления и контроля, включая блок управления с источником питания, КИП и клапаны;
- систем смазки и охлаждения двигателя, включая емкость, насосы, фильтры, теплообменник, уплотнители и масло.

А.7.4.1.3 Как правило, для подводных насосов требуется больше мероприятий по техническому обслуживанию, чем для насосов и газовых компрессоров, расположенных на верхних строениях. В подводных условиях имеется меньше возможностей для регулирования состава перекачиваемой продукции по содержанию газа в жидкости и жидкости в газовой фазе. Кроме того, флюид часто содержит небольшое количество абразивных частиц. Все это приводит к необходимости разработки конструкции подводных насосов, способных перекачивать многофазный поток, и мало чувствительных к наличию в потоке механических примесей. Как правило, результатом этого является использование установок с более низким КПД, по сравнению с традиционными насосами и компрессорами, устанавливаемыми на платформе.

А.7.4.2 Погружные насосы

А.7.4.2.1 Скважинные погружные насосы с электрическим и гидравлическим приводами широко используются многие годы на суше и не так давно начали устанавливаться в морских подводных скважинах.

А.7.4.2.2 Скважинные погружные насосы относятся к многоступенчатым эксцентриковым винтовым насосам с приводом от электродвигателя или гидравлической турбины.

А.7.4.2.3 С точки зрения гидравлической производительности работа насоса является, как правило, тем более эффективной, чем ближе он находится к пласту-коллектору. Это связано с тем, что работа насоса становится менее эффективной по мере увеличения газовой фракции и падения давления на входе. Следовательно, работа насоса в скважине является предпочтительным решением с перспективой повышения производительности и эффективности системы. Однако при рассмотрении использования глубинного насосного оборудования необходимо учитывать ряд факторов, в том числе:

- стоимость из расчета один насос на одну скважину;
- параметры пластового флюида и необходимость наличия байпаса вокруг насоса для прохождения скважинных инструментов;
- влияние размеров насоса и байпаса на размер обсадной колонны;
- влияние скважинного насоса на конструкцию подводной устьевой арматуры (то есть необходимость в электрических силовых разъемах для электропитания насоса, требование дополнительных гидравлических линий в скважине для регулирования потока через байпас, выбор между ПФА вертикального и горизонтального типов с учетом необходимости технического обслуживания и замены насоса);
- стоимость систем энергоснабжения, распределения энергии и управления работой насосов;
- прогнозируемая надежность и стоимость технического обслуживания и замены насосов.

А.7.4.2.4 В то время как многие из этих факторов ограничивают использование скважинных погружных насосов, существуют отдельные сценарии, в которых скважинные погружные насосы являются лучшей альтернативой насосам, установленным на морском дне. Рассмотрение упомянутых выше факторов должно быть частью сбалансированной оценки выбора из вариантов оборудования, что поможет в определении оптимальной конфигурации оборудования для любого заданного проекта.

А.7.4.2.5 В соответствии с требованиями конкретного проекта погружные насосы также могут быть размещены в отдельной емкости на морском дне рядом со скважинами или установлены в основании добычного райзера рядом с главным сооружением.

А.7.4.2.6 Применяемые УЭЦН должны обеспечивать следующие эксплуатационные и конструктивные характеристики:

- безотказность;
- долговечность;
- сохраняемость;
- ремонтопригодность;
- износостойкость;
- коррозионностойкость;
- предотвращение обратного течения жидкости при остановке насоса;
- слив жидкости из колонны НКТ перед подъемом установки;
- возможность исследования скважин без остановки;
- возможность добычи при выходе насоса из строя.

А.7.4.3 Донные многофазные насосы

А.7.4.3.1 Многофазные насосы, устанавливаемые на морском дне, делятся на следующие категории:

гидродинамические насосы, которые работают на принципе преобразования кинетической энергии в статическую (напор), например, винтовые осевые насосы;

поршневые насосы прямого вытеснения (сдвоенные винтовые, поршневые и эксцентриковые винтовые насосы), которые сжимают определенный объем флюида, поступающего со стороны низкого давления, и выпускают на сторону высокого давления.

А.7.4.3.2 Оба типа насоса имеют свои преимущества и недостатки, которые следует учитывать при выборе насоса в каждом конкретном случае.

А.7.4.3.3 Для глубоководных месторождений с промысловыми трубопроводами небольшой протяженности приемлемой альтернативой размещения донного многофазного насоса в месте расположения скважины или вблизи нее может быть размещение у основания райзера рядом с главной установкой, так чтобы проникновение для ремонта и технического обслуживания можно было осуществлять с главной установки.

А.7.4.4 Компрессоры сырого газа

А.7.4.4.1 Компрессоры сырого газа предназначены, как и многофазные насосы, для повышения давления скважинной продукции, но при более высоком газовом факторе. Величина газового фактора в рабочем диапазоне компрессора сырого газа должна составлять приблизительно 95 % — 100 % объемной доли газа. Некоторые типы многофазных насосов могут сжимать многофазный поток с очень высокой объемной долей газа, по крайней мере, в течение коротких периодов времени.

А.7.4.4.2 Уменьшение объема и повышение давления за счет сжатия сырого газа позволяет использовать в системе сбора трубопроводы меньшего диаметра, существенно уменьшая, таким образом, капитальные затраты.

А.7.5 Удаление воды

А.7.5.1 Пластовая вода, как правило, сбрасывается для утилизации в глубокие поглощающие горизонты для ее безопасного захоронения, либо закачивается в пласт для поддержания пластового давления.

А.7.5.2 Для организации сброса воды в глубокие поглощающие горизонты необходимо обеспечить геолого-гидрогеологическое обоснование допускаемого объема и периода закачки в рамках границ горных отводов разрабатываемого месторождения.

А.7.5.3 Для закачки пластовой воды необходимо:

- определить химическую совместимость закачиваемой воды и пластовой во избежание выпадения отложений, а также совместимость закачиваемой воды с пластовой по глинистой составляющей породы-коллектора во избежание снижения приемистости нагнетательных скважин из-за разбухания монтмориллонитовых глин;
- контролировать содержание нефти и твердых веществ в воде для гарантии того, что содержание примесей в воде приемлемо для длительного закачивания в конкретный выбранный пласт.

А.7.5.4 Если закачка воды необходима для поддержания пластового давления, то использование отсепарированной воды уменьшает объем воды, необходимой для закачки в пласт с главного промыслового сооружения. Однако объем отсепарированной пластовой воды не обеспечивает всю потребность системы поддержания пластового давления, так как этот объем меньше объема добываемой нефти.

А.7.5.5 Для закачки пластовой воды обычно требуются бурение и заканчивание дополнительных нагнетательных скважин, за исключением случаев, когда используется технология сепарации в скважине.

А.7.5.6 Закачанная вода может вызвать закисление пласта-коллектора, если для заводнения используется морская вода. Наиболее вероятной причиной закисления пласта является рост сульфатвосстанавливающих бактерий в зоне, где смешиваются морская и пластовая воды. Для существования бактерий в зоне смешивания должны присутствовать жирные кислоты и сульфаты. Обработка этой зоны невозможна, поэтому единственным способом контроля ситуации является проектирование системы, предназначенной для эксплуатации в кислой среде.

А.7.6 Управление электропитанием

А.7.6.1 Многие подводные технологические процессы требуют значительной электрической мощности, обычно составляющей несколько мегаватт. Электроэнергия используется для работы насосов для закачки пластовой воды или повышения давления добываемых флюидов. Кроме этого, к подводным потребителям электроэнергии относятся электростатические коагуляторы, компрессоры сырого газа и центробежные сепараторы.

А.7.6.2 Для распределения, подключения и управления электроэнергией, подаваемой в подводные технологические системы, требуется значительное количество вспомогательного оборудования, включая подводные электродвигатели, трансформаторы, предназначенные для работы в воде высоковольтные разъемы, преобразователи частоты и частотно-регулируемые приводы.

А.7.6.3 При передаче электроэнергии на большие расстояния системы постоянного тока имеют ряд преимуществ, по сравнению с системами переменного тока, а именно:

- меньшие потери в системах постоянного тока;
- системы постоянного тока менее сложные и более гибкие, особенно при изменениях конфигурации и режима нагрузки;
- наличие гармоник и наличие резонанса представляют значительную проблему для систем переменного тока в отличие от систем постоянного тока;
- для систем постоянного тока проще определить размер кабеля, так как он зависит только от падения мощности и напряжения, тогда как в системах переменного тока требуется найти компромисс между рядом факторов, включая допустимый уровень искажения гармоник, параметры напряжения и потери при передаче.

А.7.6.4 Однако вероятность возникновения необходимости технического обслуживания более высока для электродвигателей постоянного тока. Для подводных установок в настоящее время отсутствуют высоковольтные преобразователи постоянного напряжения в переменное. Выбор системы в каждом конкретном случае обычно основан на оценке стоимости за период эксплуатации.

А.7.7 Контроль подводных технологических систем

А.7.7.1 Оптимизация СПД с использованием подводного технологического оборудования требует контроля как технологического процесса, так и состояния самого оборудования.

А.7.7.2 В дополнение к контролю давления и температуры, который постоянно осуществляется в СПД, требуется контроль следующих показателей:

- расход, однофазный и/или многофазный;
- положение уровней поверхности раздела нефти, воды, эмульсии и пены в подводных сепараторах (считается, что датчики нуклонного типа обеспечивают наилучшее решение данной задачи для подводных сепараторов);
- содержание нефти в отсепарированной воде (требуется точный оперативный контроль для подтверждения, что качество воды соответствует допустимым значениям для сброса в окружающую среду или закачки в пласт);
- содержание воды в отсепарированной нефти.

А.7.7.3 Несмотря на возможность оценки состояния подводного технологического оборудования путем постоянного контроля технологических параметров, желательно осуществлять непосредственный контроль оборудования, чтобы оптимизировать его работу и оценить износ. Контроль технического состояния включает следующие параметры:

- давление и температура на приеме и выходе насоса;
- частота вращения насоса/электродвигателя, биение вала и температура подшипников;
- осевая и радиальная вибрация вращающихся элементов;
- параметры источника электроэнергии, например, управляющий ток привода и его гармоники;
- правильность функционирования критических элементов, таких как датчики уровня, клапаны регулирования уровня, датчики контроля содержания нефти в воде, системы дозирования химических реагентов, изолирующие барьеры для жидкости и т. д.;
- вынос/накопление песка в технологических аппаратах (на месторождениях, где ожидается значительный вынос песка, требуется его отдельная сепарация).

А.7.7.4 Методы проведения контроля параметров технологического процесса, производительности и целостности оборудования должны быть определены на этапе проектирования подводных технологических систем. Необходимо учитывать высокий уровень электромагнитных помех в окружающей среде, а также требуемую ширину полосы пропускания системы связи, необходимую для передачи всего объема данных на газораспределительную станцию.

А.8 Системы контроля и управления добычей

А.8.1 Общие положения

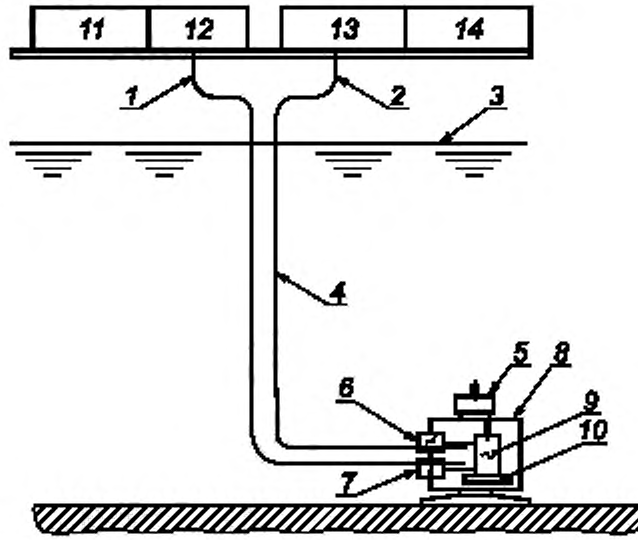
А.8.1.1 Система контроля и управления добычей включает средства дистанционного управления и мониторинга оборудования для подводной добычи или закачки.

А.8.1.2 Система контроля и управления добычей состоит из надводного и подводного оборудования (см. рисунок А.23).

А.8.1.3 В зависимости от конструкции системы и специфических условий месторождения, оборудование надводной системы управления ранжируется от простых гидравлических силовых блоков со встроенными панелями управления до современных систем с мультиплексной передачей сигналов, включающих интерфейс оператора,

объединенный с системой управления надводным технологическим оборудованием. Надводная система управления может быть связана с подводным оборудованием непосредственно или через подводный модуль управления. Подводный(е) модуль(и) управления могут предназначаться для управления/мониторинга устьевой арматуры, внутрискважинного оборудования и/или манифольдов.

А.8.1.4 В СПД используется несколько систем контроля и управления. В таблице А.1 приведено сравнение характеристик типовых систем управления, в которых используется шлангокабель, прокладываемый от главной установки до СПД. Шлангокабель включает линии электропитания, линии управления и гидравлические линии. Вследствие большого числа переменных параметров и влияния предпочтений оператора при выборе систем управления можно сделать только относительное сравнение этих систем. Основные параметры систем приведены в последующих подразделах. Общим для них является использование гидравлической системы высокого давления для управления подводным оборудованием. Эта функция реализуется с помощью гидравлической силовой установки, обычно расположенной на поверхности, но которая может устанавливаться и под водой.



1 — гидравлическая(ие) линия(и) управления; *2* — электрическая(ие) линия(и) управления; *3* — уровень моря; *4* — электрические и гидравлические линии управления, объединенные в одном шлангокабеле (вариант); *5* — колпак устьевой арматуры; *6* — подключение электрической линии управления; *7* — подключение гидравлической линии управления; *8* — подводная устьевая арматура; *9* — корпус модуля управления, *10* — опорная плита модуля управления, *11* — гидравлическая силовая установка; *12* — пульт управления; *13* — пульт управления электроснабжением; *14* — система записи и считывания данных

Рисунок А.23 — Схема системы контроля и управления добычей для одиночной скважины-спутника

Таблица А.1 — Сравнение характеристик различных типов систем управления

Система	Характеристика							
	Сложность	Реагирование		Дискретное управление подводными функциями	Считывание записанных данных	Шлангокабель(и)		
		Сигнал	Приведение в действие			Тип	Размер	Дистанция передачи команд
Прямая гидравлическая	Низкая	Медленно	Медленно	Да	Отдельное по требованию	Гидравлический	Большой	Короткая
Дискретная с гидроусилителем	Умеренно низкая	Медленно	Быстро	Да	Отдельное по требованию	Гидравлический	Умеренно большой	Средняя
Последовательная с гидроусилителем	Средняя	Медленно	Быстро	Нет	Отдельное по требованию	Гидравлический	Малый	Средняя
Прямая электрогидравлическая	Средняя	Очень быстро	Быстро	Да	Отдельное по требованию	Гидравлический и электрический или совмещенный	Средний	Длинная
Мультиплексная электрогидравлическая	Высокая	Очень быстро	Быстро	Да	Интегрированное	Гидравлический и электрический или совмещенный	Малый	Длинная
Электрическая	Высокая	Очень быстро	Быстро	Да	Интегрированное	Отсутствуют гидравлические линии системы управления	Малый	Длинная

А.8.1.5 Большинство эксплуатируемых в настоящее время систем является мультиплексными электрогидравлическими системами, так как они обеспечивают очень короткое время срабатывания при аварийной остановке и возможность осуществлять мониторинг значительного числа подводных параметров.

А.8.1.6 Чтобы сократить последующее описание типичной системы контроля и управления добычей, в настоящем приложении изложены только свойства, присущие мультиплексной электрогидравлической системе управления, если иное не указано в примечании. Более подробное описание других типов подводных систем контроля и управления добычей см. в *[12]*.

А.8.1.7 Типовые мультиплексные электрогидравлические системы используют многожильный электрогидравлический шлангокабель, в котором для передачи сигналов управления (обычно мультиплексированные цифровые данные) и электроэнергии могут использоваться отдельные или общие жилы. Требуется осуществлять электронное кодирование и декодирование сигнала на поверхности и под водой. Это исключает необходимость использования отдельного электрического кабеля и разъема для его подводного соединения. Для ограничения объема передаваемых данных может использоваться фильтрация данных, поступающих от конечных устройств.

А.8.1.8 В дополнение к проводникам для передачи сигналов управления и электроэнергии многожильный электрогидравлический шлангокабель обычно содержит гидравлические линии для различных флюидов, включая жидкости гидравлической системы управления и химические реагенты для подводного оборудования. Отдельные шланги или трубы для флюидов могут быть изготовлены из обычных и коррозионностойких сталей или термопластических материалов. Более подробно шлангокабели рассмотрены в А.9.

А.8.1.9 Некоторые электрогидравлические системы позволяют накладывать сигналы управления на силовую цепь. Подобная схема обычно называется «наложением сигналов связи на электропитание» (comms on power). Она исключает необходимость в отдельном кабеле связи, уменьшая, таким образом, стоимость шлангокабеля.

А.8.1.10 Кроме того, сигналы могут быть переданы по волоконно-оптическому кабелю или акустическими методами, описание которых дано в А.8.2 и А.8.3, соответственно.

А.8.1.11 Обладая высоким уровнем функциональности, мультиплексные электрогидравлические системы управления могут выполнять следующие операции:

- открывать/закрывать все клапаны в скважинах, на ПФА и задвижки выкидных линий;

- прекращать добычу при нарушении режима, например, возникновении признаков утечки углеводородов или при повышенном/пониженном давлении;
- переключать положение дивертора системы TFL;
- управлять положением подводных и/или внутрискважинных штуцеров;
- управлять разнообразными вспомогательными функциями, например, системой закачки химических реагентов;
- осуществлять контроль параметров подводного оборудования, например, положения клапанов, температуры, давления, уровня выноса песка и состояния оборудования системы подводных технологических процессов;
- осуществлять контроль параметров системы управления, например, давления жидкости в гидравлической системе, состояние линии связи и значений напряжений;
- передавать показания многофазных и скважинных датчиков в систему управления главной установки.

А.8.1.12 Системы управления и контроля, как правило, не включают средства контроля монтажа, например, запирание подводных гидравлических разъемов, управления клапанами вертикального доступа и портами контроля давления.

А.8.1.13 Подводный модуль управления (называемый «control pod») обычно монтируют непосредственно на контролируемом оборудовании, например, на подводной устьевой арматуре/манифольде, на отдельном основании, с которого он в случае необходимости может быть извлечен на поверхность. Подводный модуль управления осуществляет связь между линиями управления, передающими гидравлическую и электрическую энергию и сигналы с главной установки, и подводным оборудованием, которое подлежит контролю и управлению. Подводный модуль управления содержит вспомогательные клапаны, приводимые в действие гидравлической или электрической энергией, которая подается с главной установки. Он также включает электронные модули, которые используются для управления, связи и сбора данных.

А.8.1.14 Находящаяся под давлением жидкость в гидравлической системе используется для активации функций подводного оборудования, кроме того, она обеспечивает смазку и защиту от коррозии элементов, на которые она воздействует. Гидравлическая схема управления может быть разомкнутой и замкнутой, т. е. после срабатывания оборудования отработанная жидкость может сбрасываться в море или возвращаться на главную промысловую установку. В качестве рабочей жидкости могут использоваться биоразлагаемые жидкости на водной основе, углеводородсодержащие или синтетические минеральные жидкости. В разомкнутых системах могут использоваться только биоразлагаемые жидкости на водной основе. Рабочие жидкости на углеводородной основе следует использовать в замкнутых системах, в которых отработанный флюид возвращается в емкость для рабочей жидкости.

А.8.1.15 Перед монтажом система управления должна проверяться на испытательном стенде или другом аналогичном оборудовании с целью подтверждения функционирования в соответствии с техническими условиями.

А.8.1.16 Специально разработанные инструменты для монтажа обычно поставляют вместе с системой контроля и управления. В случае необходимости модуль управления может быть извлечен на поверхность для технического обслуживания и снова установлен под воду.

А.8.1.17 Буи управления, расположенные рядом с подводным оборудованием, как изложено в А.8.4, являются альтернативой традиционным системам управления с применением шлангокабеля.

А.8.2 Волоконно-оптические линии

А.8.2.1 Использование волоконных оптических кабелей является одним из вариантов организации канала передачи сигналов управления и мониторинга между главной установкой и подводным оборудованием. Для СПД, в которых применяют скважинные приборы измерения давления/температуры или многофазовые расходомеры, необходимо передавать большой массив данных на главную станцию управления (MCS), расположенную на основном сооружении. В этом случае высокая скорость передачи данных и широкая полоса частот, предоставляемые волоконно-оптическими линиями, обеспечивают значительное преимущество по сравнению с традиционными многожильными медными кабелями связи.

А.8.2.2 Другими преимуществами волоконно-оптических систем связи являются:
- отсутствие электромагнитных помех и взаимных наводок;
- небольшая масса по сравнению с медным кабелем;
- отсутствие электрических искр и опасности возникновения пожара;
- меньшее затухание сигнала при передаче, чем в высокочастотных коаксиальных кабелях, что снижает потребность в ретрансляторах на больших расстояниях.

Дополнительная информация по волоконно-оптическим линиям связи приведена в А.9.1.3.

А.8.3 Акустические системы управления

А.8.3.1 Системы управления, использующие распространение в воде звука, имеют в настоящее время незначительное применение вследствие ограничений по эффективной дальности передачи сигнала и необходимости выработки электроэнергии на месте расположения скважины. Требования относительно низкой мощности могут быть достигнуты за счет использования систем с узкой диаграммой направленности.

А.8.3.2 На функционирование акустических систем сильно влияют свойства морской воды, в том числе соленость, температура, глубина, а также шум волн на поверхности. Глубина воды является особенно значимым фактором, так как в относительно мелкой воде (например, в Северном море) акустические волны имеют тенденцию отклоняться к поверхности воды, в сильной степени ограничивая дальность связи.

А.8.3.3 Также целесообразно учитывать скорость срабатывания акустической системы, имея в виду, что сигналы могут передаваться в морской воде только со скоростью звука, а для каждого сообщения требуется контроль циклическим избыточным кодом (с использованием алгоритма вычисления контрольной суммы) (см. *[14]*).

А.8.3.4 Также возможно использование акустических систем управления, которые используют стенки трубопроводов для передачи данных, но в настоящее время они не находят широкого применения.

А.8.4 Буи управления

А.8.4.1 Одной из альтернатив применения многоканального шлангокабеля, проложенного от главной установки, является установка на месте буев управления.

А.8.4.2 Буй управления может быть поставлен на якоре в непосредственной близости от подводного оборудования и использоваться для обеспечения связи с этим оборудованием. Такая связь устанавливается обычно по радиоканалу между главной установкой и буем управления, а затем с помощью относительно короткого шлангокабеля от буя управления к подводному оборудованию. Буй управления можно также использовать в качестве места, откуда подается электрическая и гидравлическая энергия на подводное оборудование, а также химические реагенты, например, ингибиторы гидратообразования, ингибиторы коррозии и т. д.

А.8.4.3 При выборе между шлангокабелем и установкой буя управления следует учитывать следующие факторы:

- обеспечение безопасности, включая риски для персонала при его доставке на буй и возвращении, организация аварийной эвакуации с буя, опасность хранения химических реагентов, ограничения возможности ведения работ внутри буя из-за ограниченности пространства, например, опасность входа-выхода, сложность обращения с крупногабаритными предметами и предрасположенность к морской болезни из-за качки;
- охрану окружающей среды, включая потенциальные риски утечки химреагентов из свободно подвешенного шлангокабеля и вероятность их разлива во время операций погрузки/выгрузки;
- риски для судоходства и необходимость предотвращения несанкционированного доступа к бую;
- доступность системы, включая оценку возможности подхода к бую при разных погодных условиях;
- себестоимость с учетом периода эксплуатации, включая эксплуатационные расходы, связанные с диагностикой и периодическим техническим обслуживанием буя управления, а также его якорной системы и шлангокабеля.

А.8.5 Многофазные расходомеры

А.8.5.1 Многофазные расходомеры являются стационарными приборами для измерения относительных значений потоков газа, нефти и воды в выкидной линии, не требующие предварительного разделения фаз. Однако для некоторых многофазных расходомеров требуется определенная предварительная подготовка потока. Измерения потока осуществляются двумя или более датчиками с последующей обработкой результирующих данных для получения расхода каждой фазы.

А.8.5.2 Использование подводных многофазных расходомеров имеет следующие преимущества:

- значительная экономия капитальных затрат за счет отсутствия необходимости в отдельной системе испытания скважины, которая, как правило, состоит из соответствующего подводного манифольда, испытательной линии, идущей на главную установку, и испытательного сепаратора на этой установке;
- более быстрое получение достоверных результатов за счет проведения испытаний с использованием подводных стационарных расходомеров и промыслового трубопровода, в сравнении с испытанием через отдельную испытательную линию и измерительный сепаратор. Это обеспечивается благодаря следующему:
- нет необходимости ожидать стабилизации потока при прохождении струи жидкости через испытательную линию для того, чтобы получить достоверный результат испытаний. Это особенно важно на глубоководных месторождениях и в случае протяженных выкидных линий;
- не изменяется противодавление на скважину за счет подсоединения ее к системе с разными гидравлическими характеристиками. Следовательно, нет необходимости изменять установку штуцера на подводной устьевой арматуре, т. е. течение потока через многофазный расходомер в эксплуатационный трубопровод является настолько реалистичным и простым испытанием, насколько это возможно для обеспечения нормального режима работы скважины;
- возможно осуществлять контроль скважины в начальный период промывки, когда можно получить важную информацию о результативности и эффективности процедур заканчивания;
- больше данных в реальном масштабе времени (в случае, если многофазный расходомер монтируют на каждой отдельной скважине, а не на подводном манифольде), что улучшает понимание ситуации и управление продуктивным пластом;
- способность разделять добычу разных месторождений, принадлежащих разным собственникам, до смешения пластовой продукции и закачки ее в общую трубопроводную систему;
- повышение оптимизации добычи и продление эксплуатации промысла за счет осуществления контроля параметров добычи на каждой скважине в реальном масштабе времени и, следовательно, быстрого реагирования на возникающие проблемы, например, образование водяных или газовых пробок и плохое функционирование газлифта;
- снижение эксплуатационных затрат, по сравнению с затратами на поддержание и эксплуатацию испытательной линии и системы сепарации, включая затраты на контроль целостности трубопровода и сосудов, работающих под давлением.

Точность многофазного расходомера зависит как от типа измерительного устройства, так и конкретного исполнения. В мировой практике считается приемлемой следующая точность измерений:

± (5 — 10) % для контроля за разработкой;

± (2 — 5) % для распределения добываемой продукции;

± (0,25 — 1,00) % для учета налогооблагаемой продукции.

А.8.5.3 Хотя современные многофазные расходомеры не подходят для учета налогооблагаемой продукции, они удовлетворяют потребностям управления месторождением и распределения продукции при выборе соответствующего расходомера. Тем самым значительно снижаются расходы по сравнению с другими системами в каждом конкретном случае.

А.8.5.4 Большинство многофазных расходомеров измеряют параметры потока, которые являются функциями расходов трех фаз, таких как фазовые скорости и профиль фаз. Основными измерительными приборами, используемыми для измерения этих параметров, являются:

- дифференциальные манометры;
- гамма-плотномер по двум уровням энергии;
- устройства измерения полного сопротивления и СВЧ-приборы.

А.8.5.5 В настоящее время отсутствует прибор, способный точно измерять расходы трех фаз во всем диапазоне возможных значений газового фактора (объемной доли газа), расхода, давления, содержания воды и режимов потока. Например, большинство многофазных расходомеров дают значительные погрешности в случаях, если объемная доля газа превышает 90 %.

А.8.5.6 Измерительные приборы, предназначенные для измерения потока с объемной долей газа свыше 95 %, при содержании жидкости, равном или меньшем 1 % объемной доли, обычно называют расходомерами сырого газа. Такие счетчики могут потребоваться для газоконденсатных месторождений, месторождений жирного газа и месторождений с очень высоким газовым фактором. Для оптимального выбора многофазного расходомера с учетом производительности, стоимости, надежности и т. д. в каждом конкретном случае важно учесть следующие факторы:

- уровень доверия к определенному типу измерительного прибора, основанный на предыдущем опыте и экспертизе внутри компании, включая вопрос о том, может ли быть увеличен масштаб измерений прибора без необходимости проведения полного квалификационного испытания;
- вопросы безопасности и охраны окружающей среды, связанные с использованием источников радиационного излучения и т. д.;
- возможность помещения прибора в скважину и связанная с этим возможность образования отложений парафина, солей и/или асфальтенов;
- соответствие рабочего диапазона измерительного прибора величинам газового фактора, расхода, давления, содержания воды и режима потока;
- калибровка прибора по изменениям свойств флюидов и режимов потока в течение всего срока эксплуатации месторождения;
- уровень послепродажного обслуживания со стороны поставщика, включая обучение персонала, калибровку и обслуживание приборов и т. д.;
- размер и масса полного модуля, включая гомогенизатор потока, и необходимость обеспечения определенного положения при монтаже, т. е. горизонтальное или вертикальное размещение;
- история конкретной модификации прибора с точки зрения его предыдущего использования под водой и насколько легко он может быть извлечен на поверхность в случае возникновения такой необходимости;
- предлагается ли прибор отдельно или как часть общего пакета управления месторождением, включая другое оборудование регулирования потока и/или мониторинга;
- капитальные затраты и ожидаемые эксплуатационные расходы для измерительного прибора в течение всего срока эксплуатации месторождения.

А.8.5.7 Использование многофазного расходомера может эффективно совмещаться с рядом других методов, включая контроль давления/температуры в скважине, регулирование потока и/или сепарацию, а также подводную сепарацию с использованием многофазных насосов для оптимальной разработки месторождения. Наличие в настоящее время программного обеспечения в некоторых случаях позволяет отказаться от применения многофазных расходомеров.

А.8.6 Детекторы выноса песка

При использовании подводного технологического оборудования необходимо уделить существенное внимание применению устройств контроля выноса песка, при этом лучше устанавливать детекторы выноса песка на отдельных скважинах, а не на трубной обвязке манифольда после смешивания потоков. Это позволит легче определить проблемные скважины и решить возникшие проблемы. Имеются два основных типа подводных детекторов выноса песка:

а) бесконтактные детекторы выноса песка

Акустический фланец, устанавливаемый на трубной обвязке подводной устьевой арматуры, регистрирует шум от ударов песчинок о внутреннюю стенку трубы. Акустические детекторы очень чувствительны к внешним шумам и, следовательно, на них могут влиять такие параметры, как режим потока, расход, газовый фактор, кон-

струкция райзеров и т. д. Для получения надежных результатов требуется калибрование прибора непосредственно на промысле.

Ультразвуковые приборы, прикрепляемые зажимами к трубной обвязке подводной устьевой арматуры и обеспечивающие контроль толщины стенки трубы вследствие эрозии под действием песка. Расположение этих детекторов на трубной обвязке в точках, подверженных эрозии, является критическим фактором. Установка прибора непосредственно за эксплуатационным дросселем является общепринятой практикой, однако, в случае повреждения дроссельной заслонки (например, вследствие песчаной эрозии) поток может быть направлен по трубе, где контроль не осуществляется;

b) контактные детекторы выноса песка

На трубной обвязке подводной устьевой арматуры могут устанавливаться датчики электрического сопротивления, которые измеряют совокупную эрозию по мере увеличения сопротивления известного поперечного сечения. Эти датчики восприимчивы к изменениям температуры добываемых флюидов, поэтому для получения надежных результатов необходимо калибрование датчика непосредственно на промысле. Установка датчика непосредственно за эксплуатационным дросселем является общепринятой практикой, однако, в случае повреждения дроссельной заслонки (например, вследствие песчаной эрозии) поток может быть направлен в сторону от датчика.

Эксплуатационные характеристики датчика изменяются от месторождения к месторождению на протяжении эксплуатации, а также вследствие изменения условий добычи, например, введения газлифта, изменения давления в скважине и изменения газожидкостного фактора.

Для повышения эффективности датчиков выноса песка, их работе должны сопутствовать соответствующие мероприятия, например, регулярный анализ тренда параметров и модернизация процедур действий при возникновении аварийных сигналов.

А.8.7 Системы обнаружения утечек

А.8.7.1 Для обнаружения утечек в системах, содержащих углеводороды под давлением, может использоваться различное оборудование. Некоторые системы обнаружения утечек в подводной устьевой арматуре и манифольдах монтируют на самой верхней точке защитного укрытия от падающих предметов.

А.8.7.2 Для обнаружения утечек на внутрипромысловых трубопроводах используется большое число методов, включая:

- контроль температурного профиля с помощью оптического рефлектометра с временным разрешением на основе волоконно-оптического кабеля, который прокладывают вдоль внутрипромысловых трубопроводов. Этот метод основан на изменении амплитудно-частотной характеристики оптического волокна вследствие местных температурных колебаний, вызванных расширением или охлаждением газа, выходящего из трубы, либо утечек из линии жидкостей с высокой температурой;
- обнаружение падения давления с помощью датчиков давления на одном или обоих концах внутрипромысловых трубопроводов при возникновении не катастрофического разрыва стенки выкидной линии;
- обнаружение возникновения акустических шумов с помощью детекторов звука, установленных на стенке трубы на заданных расстояниях вдоль выкидной линии. Недостатком этого метода являются трудности различения нормальных шумов при турбулентном потоке от шума при утечке;
- расчет баланса массы и моделирование переходных режимов потока. Оба этих метода основаны на измерении массы входящего и выходящего потоков в сочетании с измерениями давления и температуры в точках входа и выхода;
- контроль давления в выкидной линии. Этот метод используется только на длинных газопроводах и не позволяет обнаруживать небольшие утечки, особенно если они расположены далеко от конца выкидной линии.

А.8.7.3 Рабочие характеристики всех упомянутых выше методов, за исключением оптического рефлектометра с временным разрешением, значительно ухудшаются на гибких выкидных линиях. С целью минимизации побочных аварийных сигналов при проектировании системы необходимо учитывать физические воздействия различных промысловых процессов, например, быстрое и значительное изменение расхода, запуск средств диагностики и очистки и др.

А.8.8 Высокоинтегрированные системы защиты от избыточного давления

А.8.8.1 Для защиты промыслового оборудования от гидростатического давления при закрытом устье скважины могут использоваться системы защиты от избыточного давления, которые позволяют:

- использовать выкидные линии, которые не рассчитаны на гидростатическое давление при закрытом устье скважины,
- осуществлять подсоединение новых добычных систем с высоким давлением к существующим или новым технологическим установкам низкого давления.

А.8.8.2 Эти варианты позволяют снизить начальные инвестиции при освоении новых месторождений с высоким давлением, что позволяет достичь рентабельности месторождений.

А.8.8.3 Главное требование любой системы защиты от избыточного давления — это надежная защита элементов, рассчитанных на работу при низком давлении, от гидростатического давления в НКТ. Для решения этой задачи система защиты от избыточного давления (конструкция оборудования, методы эксплуатации и испытания) подлежит тщательному анализу. Для этого, например, можно использовать комбинацию влияния видов отказов и анализа критичности, а также методы сценарного моделирования. До монтажа системы защиты от избыточного давления следует определить ее расчетный период функционирования, так как снижение пластового давления

приводит к тому, что защита от избыточного давления требуется только на начальной стадии разработки месторождения.

А.8.8.4 Степень интеграции системы управления защитой от избыточного давления и системы управления добычей следует тщательно продумать на стадии проектирования. Подача электрической и/или гидравлической энергии для обеих систем по одному каналу допустима при условии, что система защиты от избыточного давления обеспечит безопасный режим при отключении общего источника электропитания/гидравлической энергии.

А.8.8.5 Требования к эксплуатационной надежности системы защиты от избыточного давления следует определять исходя из необходимого уровня безопасности, согласно *ГОСТ IEC 61508-3, ГОСТ Р МЭК 61508-1, ГОСТ Р МЭК 61508-2, ГОСТ Р МЭК 61508-3, ГОСТ Р МЭК 61508-4, ГОСТ Р МЭК 61508-5, ГОСТ Р МЭК 61508-6, ГОСТ Р МЭК 61508-7.*

А.8.8.6 Для достижения необходимого уровня безопасности необходимо выполнить три основных требования:

- количественное определение максимально допустимой вероятности отказа рабочей функции;
- количественное определение конструкционных ограничений на подсистемы, наделенные функциями безопасности, например, предельная возможность использования конструкции при отказе отдельных элементов;
- определение способов и средств, позволяющих исключить и контролировать систематические ошибки, например, применение датчиков различного типа с соответствующим резервированием датчиков и исполнительных механизмов.

А.8.8.7 Обычно система защиты от избыточного давления имеет два запорных клапана для изолирования элементов, рассчитанных на более низкое давление, от статического давления в НКТ. Помимо этого используются датчики давления с двойным резервированием, которые установлены по обеим сторонам клапанов и между ними. Отводы для измерения давления обычно размещаются таким образом, чтобы их можно было периодически промывать метанолом для предотвращения гидратообразования и проведения испытания системы.

А.8.8.8 Запорные клапаны должны обеспечивать безопасное закрытие при отказе отдельных элементов и в случае нарушения подачи электрической и/или гидравлической энергии на систему защиты от избыточного давления. Высокие величины давления, фиксируемые датчиками системы защиты от избыточного давления, также должны приводить к закрытию запорных клапанов. Выходной сигнал датчиков давления настраивают таким образом, чтобы при низком давлении датчик подавал сигнал высокого уровня, а при высоком давлении — низкого уровня. Подобная схема позволяет датчикам инициировать закрытие запорных клапанов, даже если они обесточены. Системы защиты от избыточного давления следует всегда подробно анализировать на надежность и ремонтопригодность.

А.8.8.9 В системе должны быть предусмотрены вспомогательные клапаны для сброса избыточного давления, возникшего до или между закрытыми запорными клапанами. После сброса давления датчики давления могут быть приведены в исходное состояние, а запорные клапаны открыты для возврата системы в рабочее состояние.

А.8.8.10 Обычно запорные клапаны устанавливают на общем добычном коллекторе, непосредственно перед выкидной линией. Однако использование клапана большого сечения может вызывать сложности с обеспечением необходимого времени его закрытия. В этом случае необходимо устанавливать запорные клапаны на отводах, идущих в главный коллектор, а иногда в качестве одного из запорных клапанов может использоваться главная эксплуатационная задвижка на подводной устьевой арматуре. Однако эта конфигурация имеет следующие недостатки:

- снижение общей надежности при подключении каждого дополнительного отвода по сравнению с системой, в которой запорные клапана установлены на общем коллекторе;
- необходимость в дополнительных высоконадежных элементах (запорные клапаны и система управления системой защиты от избыточного давления), если дополнительные скважины последовательно включают в добычную систему;
- повышенное энергопотребление, так как требуются дополнительные электромагниты с двойным резервированием;
- дополнительные датчики давления, клапаны для промывки метанолом и вспомогательные клапаны;
- большая протяженность и извилистость трубной обвязки между элементами системы, например, подводным модулем управления системой защиты от избыточного давления и отдельными запорными клапанами (особенно в случае, когда главная эксплуатационная задвижка на ПФА используется в качестве барьера, а в архитектуре системы имеются скважины-сателлиты).

А.8.8.11 Особое внимание следует уделить разработке и внедрению методов эксплуатации и испытания систем защиты от избыточного давления.

А.8.8.12 Следует постоянно проводить испытания системы защиты от избыточного давления для подтверждения ее работоспособности. Подобные испытания обычно включают:

- частичное закрытие запорных клапанов для подтверждения реакции запорного клапана на команды управления, а также правильной работы указателей положения регулирующего клапана;
- промывка каналов датчиков давления метанолом для контроля их состояния;
- полнофункциональные испытания для подтверждения правильной работы системы, а также герметичности запорных клапанов.

А.8.8.13 Частота испытаний системы оказывает значительное влияние на ее общую надежность.

А.8.8.14 Частота проведения испытаний системы в течение всего срока эксплуатации должна быть определена на основе анализа отказов системы с учетом параметров месторождения. Например, через некоторый период эксплуатации месторождения статический напор в НКТ может понизиться до значения, допустимого для выкидных линий и/или технологического оборудования. Следовательно, система защиты от избыточного давления больше не потребуется.

А.8.9 Системы закачки химических реагентов

А.8.9.1 Система закачки химических реагентов включает реагентный блок (насосы и резервуары для жидкостей), расположенный на главной установке и соединенный с системой распределения, состоящей из трубопроводов и системы клапанов. Линии для разных реагентов обычно входят в состав шлангокабеля управления, поэтому система закачки химических реагентов часто рассматривается как часть системы контроля и управления добычей. Такой подход обеспечивает удобное разделение работ, но он приводит к тому, что этой системе уделяется меньше внимания, чем она заслуживает.

А.8.9.2 Разные химреагенты закачиваются в систему для разных целей. Наиболее часто химические реагенты закачиваются в систему для обеспечения стабильности потока, см. приложение I. Также химические реагенты закачиваются в целях борьбы с коррозией и по другим причинам.

А.8.9.3 В простых системах с небольшим числом скважин специальные линии закачки реагентов, расположенные в шлангокабеле, могут непосредственно подсоединяться к каждой скважине. В системах с большим количеством скважин может потребоваться интеграция системы закачки химреагентов в манифольд с целью уменьшения общего числа линий в шлангокабеле. В этом случае обычно используются подводные дозирующие клапаны для подачи заданного количества химических реагентов в каждую отдельную скважину/точку закачки на манифольде.

А.8.9.4 Крайне важно обеспечить совместимость химических реагентов со всеми материалами, применяемыми в системе закачки реагентов и в СПД (после точки закачки). Известно, что некоторые химические реагенты, например метанол, могут проникать через стенки шлангов из термопластов, что привело к использованию в шлангокабелях металлических трубопроводов.

А.8.9.5 Несовместимые химреагенты могут также взаимодействовать друг с другом, образуя пробки в системе закачки. Обнаружение и удаление таких пробок является очень трудной задачей и связано с большими расходами. Это особенно актуально для ситуаций, когда список используемых реагентов изменяется в течение срока эксплуатации системы. Даже если система промывается взаимно нейтральным флюидом (как часть изменения процесса), то новое химическое вещество все еще может вступать в реакцию со старым химическим веществом, которое откладывается на стенках линий шлангокабеля.

А.9 Выкидные линии и шлангокабели

А.9.1 Компоненты выкидных линий и шлангокабелей

А.9.1.1 Общие положения

В целях более удобного описания разных компонентов выкидных линий и шлангокабелей следует их разделить на линии, по которым транспортируются флюиды, т. е. напорные линии, и линии, по которым не текут флюиды, т. е. электрические и волоконные оптические кабели.

Каждая выкидная линия и шлангокабель имеют соединительные устройства на концах для подключения к другому подводному или надводному оборудованию в соответствии с их предназначением. Такие соединения могут включать другие компоненты, известные как промежуточные переходники или перемычки, которые располагаются между окончанием основной выкидной линии или шлангокабеля и подводным/надводным оборудованием и предназначаются для упрощения процесса соединения. Концевые соединения, выбранные для каждой линии, должны быть совместимы с используемой технологией концевого соединения, согласно А.9.3.2.

Описание основных компонентов выкидной линии, включая разные типы концевых соединений, приведено в А.9.1.2 и А.9.1.3.

А.9.1.2 Трубопроводы

В СПД используются следующие виды трубопроводов:

- промысловые трубопроводы (включая сборные коллектора и линии для испытания скважин), предназначенные для транспортирования пластовой продукции;
- линии для транспортирования флюидов, предназначенных для закачки в пласт газа или воды;
- сервисные линии, например, для закачки химических реагентов, газлифта, контроля межтрубного пространства, глушения скважины, специальные линии для инструмента TFL и системы обогрева трубопровода;
- гидравлические линии системы управления;
- экспортные линии для транспортирования углеводородов после их подготовки, т. е. после сепарации и/или повышения давления.

Напорные линии изготовляют из жестких труб (из углеродистой или нержавеющей стали) либо из гибких труб. Линии небольшого диаметра, например, гидравлические линии системы управления, закачки химических реагентов и контроля межтрубного пространства, иготовляют из термопластических шлангов.

Конструкция концевых соединений трубопроводов зависит от диаметра, ее назначения и технологии монтажа. Обычно концевые соединения монтируют на поверхности до спуска трубопровода на морское дно. Ниже приведено описание основных видов концевых соединений, предназначенных для обеспечения герметичного уплотнения, стойкого к условиям подводной среды.

На фланцах с болтовым креплением используются металлические кольцевые прокладки, которые сдавливаются при натяжении болтов. Болтовые фланцевые соединения допускают некоторое осевое смещение соединяемых линий, однако имеют ограничения на угол поворота трубы вокруг оси, вызванные необходимостью совпадения отверстий болтового крепления. Для облегчения выравнивания болтовых отверстий могут использоваться шарнирные фланцы.

Соединители, использующие втулку с зажимом, в принципе подобны болтовым фланцевым соединениям. В них могут быть использованы либо те же металлические кольцевые прокладки, что и в болтовых фланцевых соединениях, либо прокладки специальной конструкции.

Для решения задач окончательного выравнивания и закрепления соединений и активации уплотнения в подводных условиях разрабатывают специальные соединители. В этих соединителях фиксация выкидной линии осуществляется различными методами, включая разжимной цанговый патрон, замковые защелки и другие механические устройства.

Гидравлические муфты являются отдельным видом специальных соединителей, который обычно используется для соединения под водой линий небольшого диаметра, например, менее 25 мм. Отличительной чертой этих соединителей является предотвращение поступления морской воды в линию во время операций соединения и разъема, выполняемых под водой, и, следовательно, предотвращение загрязнения системы морской водой. В частности, это свойство является особенно важным для гидравлических линий системы управления и линий для закачки химических реагентов.

Сварка трубопровода под водой обычно осуществляется в сухих условиях одним из двух методов, которые включают использование атмосферной камеры или кессона, заполненного инертным газом под давлением, равным давлению окружающей среды (гипербарическая). Для исключения влияния на качество сварного шва высокого давления и используемой газовой смеси при гипербарической сварке применяют специально разработанные процедуры. Существуют также технологии сварки в водной среде, обеспечивающие сварку трубопровода без использования подводных камер.

А.9.1.3 Электрические и волоконно-оптические кабели

Электрические силовые кабели могут быть использованы в СПД для подачи электроэнергии в электрогидравлическую систему управления подводным комплексом и/или подачи электроэнергии на подводное технологическое оборудование. Для этих систем требуются отдельные силовые кабели, поскольку их энергопотребление сильно различается. Электрические кабели могут также использоваться для нагрева выкидных линий с целью предотвращения проблем с обеспечением стабильности потока, вызванных образованием парафина и гидратов.

Для передачи сигналов управления и данных от оборудования в электрогидравлической системе управления могут использоваться специальные кабели. Альтернативным вариантом является передача информации по кабелю энергоснабжения.

Волоконно-оптические кабели могут использоваться для передачи сигналов управления и данных между главной установкой и подводным оборудованием.

Для электрических, сигнальных и оптоволоконных линий требуются разъемы, обеспечивающие надежное соединение и разъединение под водой. Соединяемые под водой электрические разъемы могут быть индуктивного типа или включать токопроводящие элементы.

А.9.2 Конфигурации выкидных линий и шлангокабелей и методы их монтажа

А.9.2.1 Общие положения

При проектировании выкидных линий и шлангокабелей для СПД необходимо учитывать ряд факторов. Анализ проектных требований на весь срок эксплуатации, возможных вариантов монтажа, капитальных и эксплуатационных затрат позволит определить наиболее предпочтительную конфигурацию и технологию установки. Ниже приведено описание возможных конфигураций выкидных линий.

А.9.2.2 Отдельные выкидные линии

Выкидные линии могут укладываться S-методом, J-методом, с барабана (в том числе в конфигурации «труба в трубе») и/или буксировкой и состоят в следующем:

- S-метод укладки. Плеть трубопровода собирается в горизонтальном или почти горизонтальном положении на трубоукладчике и опускается на дно моря в виде вытянутой буквы «S» по мере перемещения судна;
- J-метод укладки. Плеть трубопровода составляется в вертикальном или почти вертикальном положении на плавучем трубоукладчике и опускается почти вертикально на дно моря. Такой подход исключает перегиб трубопровода, который имеет место при S-методе укладки;
- укладка с барабана. Трубопровод формируется на берегу и наматывается на барабан. Затем линия транспортируется на заданное место и, разматываясь, укладывается на дно моря. Ось барабана может быть вертикальной или горизонтальной;
- буксировка. Трубопровод формируется на берегу или в спокойной прибрежной зоне и затем буксируется к месту конечного расположения, где его плавучесть изменяется, обеспечивая постепенное опускание на дно и соответствующую устойчивость. Существует несколько методов буксировки, включающих буксировку в приповерхностной зоне воды, буксировку под водой с контролем глубины погружения, придонную и донную буксировку. Способы буксировки в основном отличаются требованиями к управлению плавучестью и чувствительностью к внешним нагрузкам при буксировке.

Все эти способы имеют свои ограничения относительно наибольшего диаметра линий, которые могут быть изготовлены и установлены. Намотка на барабан и буксировка имеют ограничения относительно длины трубопровода, которая может быть составлена и установлена за один проход трубоукладчика.

Поскольку у главного сооружения трубопровод выходит на поверхность в виде J- или I-образной трубы, то в большинстве случаев используются катушки или перемычки. В случае подсоединения к плавучей добычной системе, конечная часть жесткого или гибкого трубопровода может быть слущена с плавучей добычной системы, формируя райзер, как описано в А.10.3.

Детальное описание вариантов соединения концов отдельных выкидных линий приведено в А.9.3.

А.9.2.3 Связки трубопроводов

Внутрипромысловые трубопроводы и/или шлангокабели могут быть связаны и намотаны на барабан для укладки на дно моря. Данная конфигурация, имея некоторые преимущества, такие как устойчивость на дне, характеризуется определенными ограничениями, так как каждая линия, по крайней мере, в какой-то своей части, должна быть спроектирована как автономная.

Связка труб в стальной оболочке может включать большое число линий, в том числе отдельные добычные и сервисные линии, а также гидравлические и электрические линии управления и линии закачки химических реагентов, которые могут быть проложены в отдельном шлангокабеле. Линии циркуляции теплоносителя могут быть включены в связку труб с целью предотвращения проблем с обеспечением стабильности потока. На каждом конце связки труб устанавливается PLET.

Связки труб в стальной оболочке могут укладываться обычными способами, описание которых дано выше, т. е. за счет буксировки в приповерхностной зоне, буксировки под водой с контролированием глубины погружения, придонной и донной буксировки.

Изготовление связки труб является сложной задачей, максимальная их длина ограничивается размером места сборки, а также возможностью транспортирования связки, так как полученная конструкция является громоздкой, тяжелой и относительно негибкой.

Связки труб могут соединяться с помощью жестких/гибких переходников-катушек или перемычек, как изложено в А.9.3.

Катушки-переходники и перемычки также часто используются на концах связки для подсоединения отдельных линий к райзерам или подводному оборудованию, например, опорным плитам и манифольдам.

А.9.2.4 Многоканальные шлангокабели и шлангокабели, объединенные с трубопроводом

Многоканальные шлангокабели включают две или более линий (часто разного назначения), включая гидравлические линии, электрические и волоконно-оптические кабели, а иногда и сервисные трубопроводы малого диаметра (например, для закачивания химических реагентов). Многоканальные шлангокабели обычно армируют стальной проволокой, но они остаются достаточно гибкими для укладки с барабана или карусели на монтажном судне. В зависимости от ограничений, накладываемых при изготовлении и транспортировании, многоканальные шлангокабели могут иметь места для сращивания на поверхности, которые обычно подготавливают до размещения шлангокабеля на борту монтажного судна.

Другой формой шлангокабеля является шлангокабель, включающий трубопровод большого диаметра, одну или больше добычных или нагнетательных линий, разные сервисные трубопроводы, гидравлические линии системы управления, электрические и/или волоконно-оптические кабели и т. д. Такой тип шлангокабелей отличается от традиционных многоканальных тем, что в его состав входит сервисная или эксплуатационная линия относительно большого диаметра.

Шлангокабели, включающие трубопровод, могут состоять из разных комбинаций гибких трубопроводов, шлангов из термопластов, металлических труб и электрических и/или волоконно-оптических кабелей. Шлангокабели, включающие трубопровод, обычно обшивают снаружи, но не армируют, так как линия большого диаметра обеспечивает необходимый предел прочности на разрыв, чтобы противостоять нагрузкам, возникающим во время монтажа, а также достаточным весом для обеспечения стабильности после укладки на дне. Шлангокабели, включающие трубопровод, подобно многоканальным также укладывают с барабана или карусели судна трубоукладчика.

Подводный конец многоканального шлангокабеля или шлангокабеля, включающего трубопровод, обычно заканчивается оконечным устройством, которое служит для подсоединения всех линий. Оконечное устройство шлангокабеля может соединяться непосредственно с оборудованием для подводной добычи, например, подводной устьевой арматурой или манифольдом, также оно может соединяться с подводным блоком распределения шлангокабеля, что обеспечивает множество точек подключения при разработке месторождения с помощью скважин-спутников. С учетом ограничений по габаритам и возможности установки, подводный блок распределения шлангокабеля может устанавливаться с уже подключенным шлангокабелем, при этом отпадает необходимость осуществлять соединение на дне моря.

Подводный блок распределения шлангокабеля устанавливают на морском дне с использованием специального мата или свайного фундамента.

Второй конец шлангокабеля обычно вытягивают через J- или I-образную трубу на стационарную платформу или могут подхватывать и подвешивать к плавучей добычной установке (например, с плавучего основания на натяжных опорах или с плавучего добычного судна), образуя подвижный райзер. В этом случае нет необходимости в дополнительных соединениях на дне моря. Необходимо, чтобы элементы, обеспечивающие герметичность на конце шлангокабеля, удовлетворяли проектным требованиям, в том числе требованиям к проектированию райзеров.

А.9.3 Концевые соединения выкидных линий и шлангокабелей

А.9.3.1 Общие положения

Для подключения выкидных линий или шлангокабелей к подводному/надводному оборудованию используются разнообразные технические приемы, начиная от установки водолазами гибких перемычек на подводном конце выкидной линии до вытягивания шлангокабеля через J-образную трубу, предварительно смонтированную на эксплуатационной платформе. Процесс подсоединения выкидных линий и шлангокабелей к подводному/надводному оборудованию включает следующие основные этапы:

- две соединяемые части подтягиваются, так чтобы их лицевые поверхности были выровнены в непосредственной близости (как вариант, расстояние между соединяемыми частями может быть компенсировано за счет использования перемычки или катушки-переходника);
- две части соединяются;
- проводится испытание соединения для подтверждения его успешности.

Перед разъяснением изложенных ниже методов соединения необходимо дать определение некоторым общепринятым терминам, а именно:

В то время как большинство из изложенных ниже методов соединения в одинаковой степени применимы к соединениям на первом и втором конце (см. 3.1.3 и 3.1.9), некоторые из них могут быть применены исключительно только к первому или второму концу соединения.

В некоторых конфигурациях может быть применено несколько методов соединений для разных типов соединяемых труб. Например, для связки труб могут быть использованы перемычки (3.1.6), чтобы соединять добычные линии с трубной обвязкой подводного манифольда, в то время как быстро подсоединяемые питающие выводы (3.1.5) используются для подсоединения линий системы управления к подводному блоку распределения шлангокабеля и затем к отдельным модулям управления на подводной устьевой арматуре.

А.9.3.2 Методы концевого соединения

А.9.3.2.1 Общие положения

Необходимость осуществления надежных недорогих соединений, особенно на больших глубинах, где эта операция не может выполняться водолазами, привела к разработке широкого ряда методов соединения, основные из которых описаны ниже.

А.9.3.2.2 Трубные вставки и перемычки

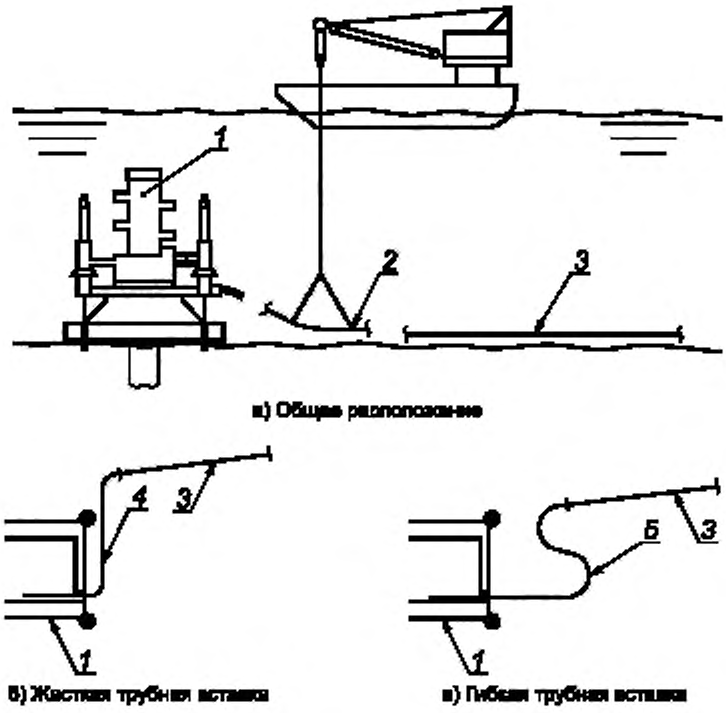
Трубные вставки/перемычки (см. рисунок А.24) используются в качестве соединительного моста между концом выкидной линии и точкой соединения на подводном оборудовании, например, на подводной устьевой арматуре, донной плите, манифольде или на основании райзера. Этот способ также часто применяется для соединения смежного подводного оборудования, например, подводной устьевой арматуры и близлежащего подводного манифольда. Трубные вставки и перемычки могут использоваться в горизонтальных и вертикальных соединениях, а соединения могут быть выполнены с привлечением или без привлечения водолаза.

Жесткие трубные вставки обычно изготовляют после монтажа подводного оборудования, когда есть возможность сделать точные измерения взаимного положения соответствующих элементов. В этом случае можно избежать использования шаровых, шарнирных и телескопических соединений на трубных вставках, которые являются потенциальной причиной возникновения утечки. Жесткая вставка может быть оснащена гибкими трубами на любом из концов, что обеспечивает возможность соединения в вертикальном положении до укладки жесткой вставки в горизонтальное положение.

Трубная вставка/перемычка обычно опускается на место со специального судна, при этом может потребоваться обеспечить ее временную плавучесть для облегчения маневрирования в процессе укладки. При использовании жесткой вставки ее перемещение осуществляется с судна с помощью ТНПА, чтобы трубная вставка точно села на свое место. Гибкие перемычки часто опускаются рядом с местом установки и затем подтягиваются с помощью лебедки, установленной на поверхности, на дне или на ТНПА.

Тип соединительной муфты, используемой на концах перемычек, зависит от необходимости участия водолаза при подсоединении. Соединения, осуществляемые с помощью водолаза, часто включают болтовые фланцы, стыковочные втулки или специальные механические соединения. Соединения без помощи водолаза чаще всего осуществляются при помощи специально разработанных механических или гидравлических устройств (см. А 9.1.2).

Соединение неармированных перемычек шлангокабелей (т. е. гибкие выводные концы) часто осуществляется с использованием специального метода концевого соединения, называемого «fly-to-place method» (способ быстрой установки). Этот способ предусматривает спуск гибкого выводного конца в корзине или на раме на морское дно с последующим использованием ТНПА для захвата каждого конца перемычки и подсоединения к соответствующему подводному оборудованию, например, к подводному блоку распределения шлангокабеля и к подводному модулю управления на устьевой арматуре.

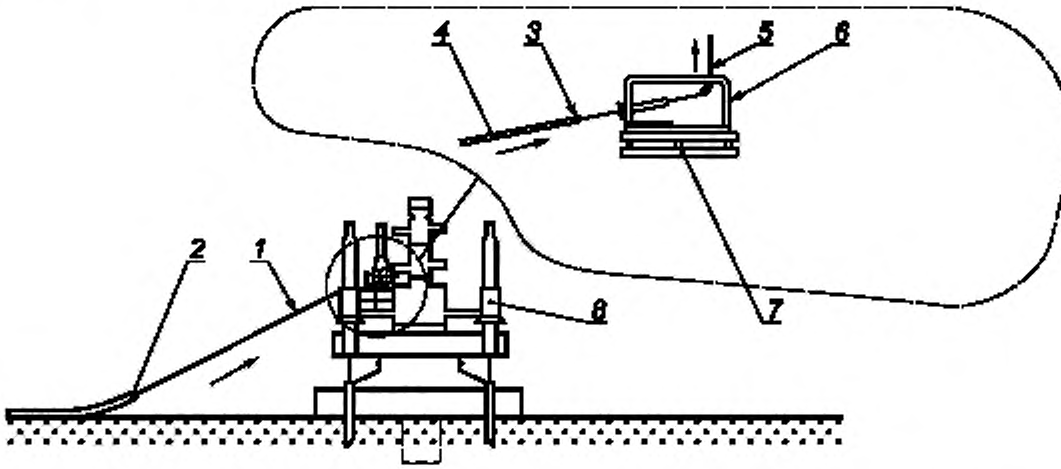


1 — подводная установка; *2* — соединительная секция, *3* — выкидная линия (трубопровод); *4* — жесткая трубная вставка; *5* — гибкая трубная вставка

Рисунок А.24 — Метод соединения с помощью вставок

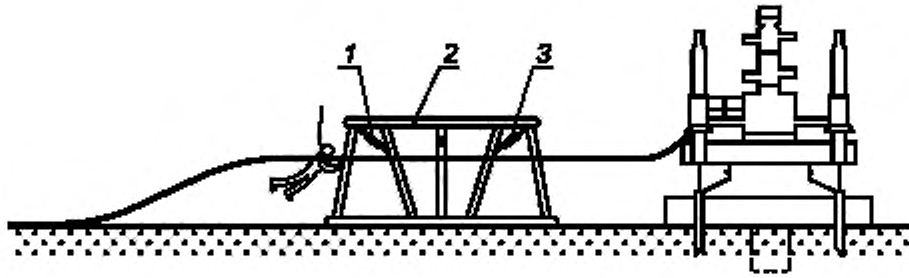
А.9.3.2.3 Метод подтягивания

При использовании этого метода (см. рисунок А.25) выкидная линия или шлангокабель соединяются путем подтягивания к точке соединения канатами, прикрепленными к концу выкидной линии (к тяговой головке, см. 3.1.8). Окончательное позиционирование требует применения специальных инструментов или рам для выравнивания. Для уменьшения тяговых усилий обеспечивается временная плавучесть, либо используются гибкие перемычки. В отсутствии водолазов подтягивание осуществляется с помощью ДУИ. Эти инструменты обеспечивают достаточное тяговое усилие, чтобы тащить, поднимать, изгибать и вращать линию до ее установки в окончательное положение в месте соединения. Тот же самый инструмент помогает фиксировать выкидную линию или шлангокабель в точке соединения и проводить испытание этого соединения.



1, 2 — подтягиваемая линия; *3* — тяговая головка; *4* — трубопровод; *5* — подтягиваемая линия; *6* — специальный тяговый инструмент; *7* — подводное основание; *8* — подводное основание

a) Общее расположение



1 — дополнительные рычажные лебедки для удержания линии и углового совмещения, *2* — рама для выравнивания; *3* — рычажная лебедка для подтягивания линии

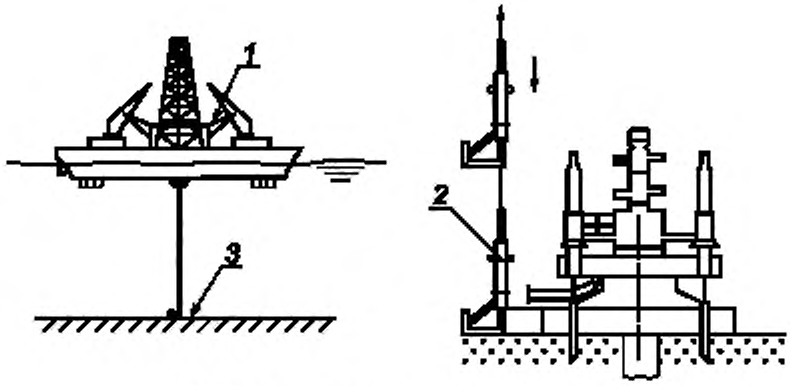
b) Выравнивание с помощью рамы

Рисунок А.25 — Методы соединения подтягиванием

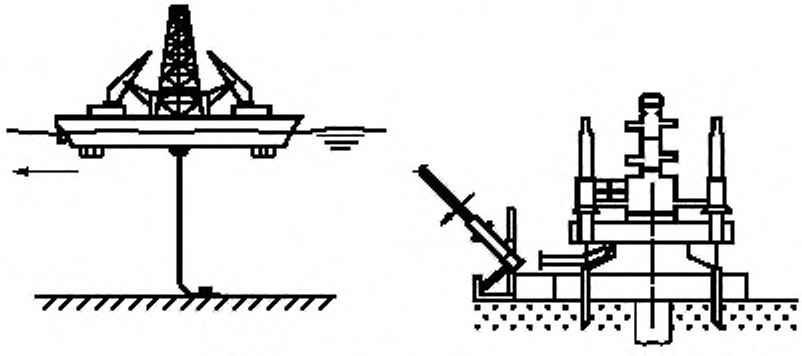
А.9.3.2.4 Метод вертикального спуска выкидной линии с ее последующим изгибом

Этот метод (см. рисунок А.26) предусматривает вертикальный спуск конца выкидной линии или шлангокабеля с последующим соединением с подводной конструкцией. Судно-укладчик смещается и укладывает линию в необходимое положение. По мере перемещения судна выкидная линия изгибается, доходит до своего конечного положения, после чего для соединения используется механический или гидравлический соединитель.

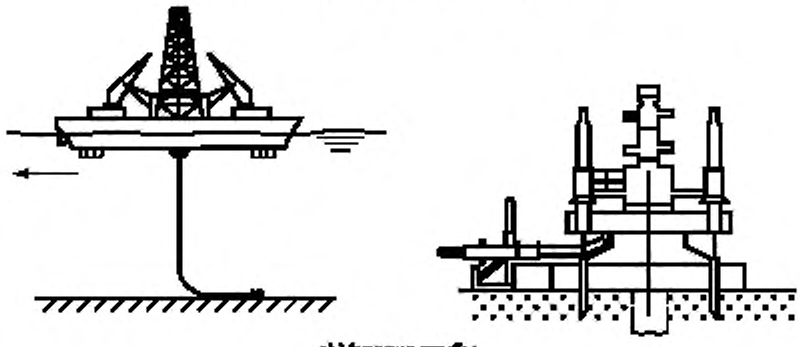
Для установки жесткой трубы может потребоваться оснащение судна-укладчика устройствами компенсации вертикальной качки, чтобы снизить величину продольного изгиба и чрезмерного натяжения трубы после ее фиксации в подводной конструкции.



a) Начальная позиция, установка и фиксация



b) Начало движения трубоукладчика



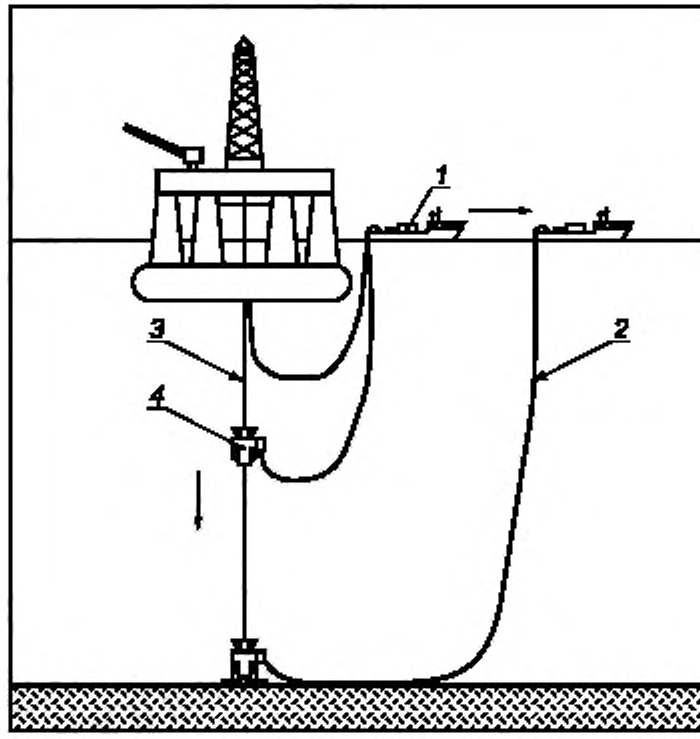
c) Укладка трубы

1 — требуется компенсация вертикальной качки; *2* — узел цапфы, *3* — трубопровод опускается и фиксируется на подводной конструкции

Рисунок А.26 — Метод укладки путем вертикального опускания выкидной линии с ее последующим изгибом

А.9.3.2.5 Метод укладки с отходом судна-укладчика от плавучего основания

Данный метод (см. рисунок А.27) предполагает, что выкидная линия или шлангокабель заводится с судна-трубоукладчика с барабаном через низ буровой шахты плавучего основания, устанавливающего подводную устьевую арматуру. Выкидная линия или шлангокабель закрепляются на судне к ПФА до начала ее спуска. При этом необходима четкая координация между судном с шахтой, которое устанавливает устьевую арматуру, и судном с барабанным устройством. По мере опускания подводной устьевой арматуры на морское дно судно-трубоукладчик начинает стравливать выкидную линию и отплывать от плавучего основания с такой скоростью, чтобы исключить перегиб выкидной линии.

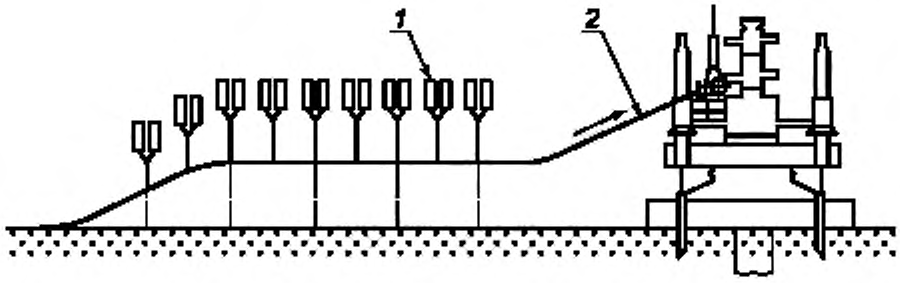


1 — судно-трубоукладчик; *2* — гибкая выкидная линия; *3* — райзер заканчивания скважины; *4* — устьевая арматура

Рисунок А.27 — Метод укладки с отходом судна-укладчика от плавучего основания

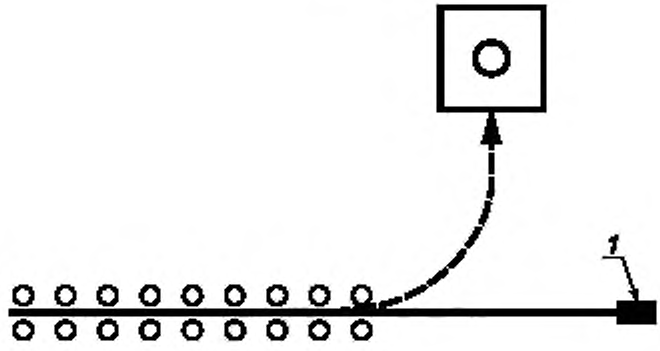
А.9.3.2.6 Метод соединения со смещением

Этот метод (см. рисунок А.28) используется, как правило, для соединения второго конца. При этом судно-трубоукладчик предварительно устанавливает цепь поплавков вдоль трассы выкидной линии или шлангокабеля. После установки конца выкидной линии или шлангокабеля в установленном месте судно-трубоукладчик отпускает трубопровод и контролирует его положение и плавучесть. Тяговая головка на конце линии соединяется тросом, проходящим через подводное оборудование, к которому она должна присоединяться, с тяговой лебедкой. Затем линия смещается таким образом, чтобы тяговая головка располагалась перед местом соединения на подводной конструкции. Завершение соединения осуществляется так же, как и при обычном протягивании, при этом используются тяговые и соединительные инструменты. Для предотвращения отклонения линии ее заполняют водой до осуществления соединения.



1 — буи обеспечения временной плавучести; *2* — линия для подтягивания

a) Подтягивание



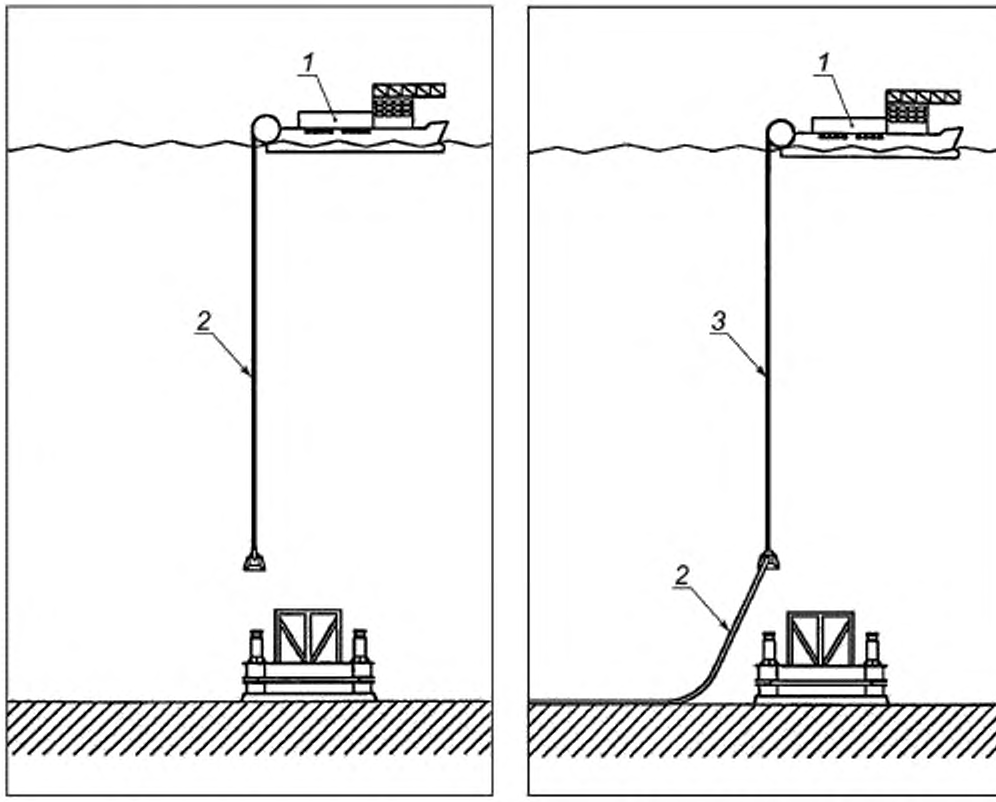
1 — тяговая головка

b) До начала подтягивания

Рисунок А.28 — Метод соединения со смещением

А.9.3.2.7 Метод прямого вертикального соединения

При использовании этого метода (см. рисунок А.29) на конце выкидной линии устанавливается соединительная муфта с гидравлическим приводом, которая опускается непосредственно на вертикально ориентированный ответный соединитель, расположенный на подводной конструкции. Все операции осуществляются судном-трубоукладчиком. После спуска муфта фиксируется на втулке за счет давления жидкости в гидравлической системе, подаваемой с ТНПА или по специальной гидравлической линии с поверхности.



a) Соединение первого конца

b) Соединение второго конца

1 — судно-укладчик, *2* — гибкий напорный трубопровод; *3* — кабель

Рисунок А.29 — Метод прямого вертикального соединения

А.9.3.3 Специальное оборудование для соединения

Для подсоединения выкидных линий и шлангокабелей используется различное специальное оборудование, включающее, например:

- многоканальный соединитель трубопроводов

устройство, позволяющее подсоединять трубопровод, объединяющий несколько линий, в одной точке соединения. Такие соединители имеют эксцентрическую или концентрическую конструкцию в зависимости от требований к запуску СОД, диаметра линий и т. д;

- предохранительное соединение (слабые звенья)

устройства, которые разрушаются при заранее заданной нагрузке. Предохранительное соединение применяется в случаях, когда повышенная нагрузка от выкидной линии или шлангокабеля может привести к повреждению подводного оборудования, добычной платформы или другой установки. В гидравлических линиях шлангокабеля может использоваться предохранительное соединение, предотвращающее действие высокого давления на систему за счет использования контрольных клапанов, которые устанавливают на разъеме со стороны подводного оборудования.

- втягивающие инструменты

устройства, используемые для подтягивания и совмещения конца выкидной линии, шлангокабеля или связки линий на подводной установке или у основания эксплуатационной платформы при подготовке к операции соединения;

- инструменты для соединения

устройства, используемые для стыковки двух сопрягаемых деталей соединительной муфты за счет приведения в действие зажима, специального соединителя или другого приспособления;

- комбинация инструментов для втягивания/соединения;

- устройства, осуществляющие как подтягивание, так и соединение.

Управление инструментами для подтягивания и соединения может осуществляться с поверхности системой управления ремонтом скважины, специальной системой для технического обслуживания, а также под водой ТНПА или водолазом.

А.10 Райзеры

А.10.1 Общие положения

Часть трубопровода, протянувшаяся между морским дном и поверхностью воды, называется райзером. Райзер предназначается для транспортирования добываемых или нагнетаемых флюидов между оборудованием на морском дне и главным сооружением. Такие райзеры принято называть эксплуатационными, в отличие от других типов райзеров, например, буровых райзеров, или райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважин.

Эксплуатационные райзеры классифицируются в зависимости от типа главной добывающей установки, с которой связана СПД. В качестве главной добывающей установки может использоваться стационарная конструкция (например, стальная свайная или бетонная гравитационная платформа) или плавучее сооружение (например, ППБУ, плавучие сооружения с судовой формой корпуса или плавучие сооружения на натяжных связях с цилиндрическим корпусом типа «spar»).

Эксплуатационные райзеры, подсоединенные к плавучим платформам, являются сложными конструкциями, поскольку они воспринимают перемещения платформы. Такие райзеры называют динамическими.

Некоторые расчетные параметры райзеров отличаются от расчетных параметров для выкидной линии и шлангокабелей, расположенных на морском дне. Этот вопрос подлежит тщательному рассмотрению на этапе проектирования напорных трубопроводов и райзеров, в частности, для конструкций, в которых конечная секция выкидной линии используется в качестве эксплуатационного райзера.

А.10.2 Райзеры для стационарных сооружений

На стационарных сооружениях эксплуатационные райзеры обычно представляют собой жесткие стальные трубы (см. рисунок А.30), которые крепятся к сооружению в нескольких точках на разных глубинах. Альтернативным вариантом является использование J- и I-образных труб, предварительно установленных на стационарном сооружении. Эти трубы образуют жесткий канал, через который затем протягиваются жесткие или гибкие трубы эксплуатационного райзера. Это позволяет исключить использование подводных фиксаторов или других устройств крепления нового райзера к существующей конструкции, а также соединение с трубопроводом у основания райзера. Для жестких трубопроводов требуется J-образная труба, для гибких линий подходят J- и I-образные трубы.

А.10.3 Райзеры для плавучих сооружений

А.10.3.1 Конфигурация

Райзеры СПД, которые подключаются к плавучему сооружению, в качестве которого может использоваться платформа на натяжных связях или технологическое судно, бывают следующих типов:

- гибкая труба, свободно свешиваемая с плавучего сооружения линия S-образной или волнообразной формы;
- металлическая труба, подвешенная к плавучему сооружению в виде свободно провисающей линии;
- многоканальные гибридные райзеры, представляющие собой комбинацию свободно стоящего жесткого плавучего райзера с расположенным на дне основанием и гибких труб, соединяющих верхнюю часть этого райзера и плавучее сооружение;
- многоканальные натяжные жесткие райзеры, расположенные между подводным основанием райзера и плавучим сооружением.

Примечание — В некоторых случаях компоненты райзера встраиваются в якорную систему плавучего комплекса хранения и отгрузки продукции, таким образом, что жесткие/гибкие линии присоединяются к анкерной лапе якорной системы, гибкие линии подсоединяются к цепям якорной системы.

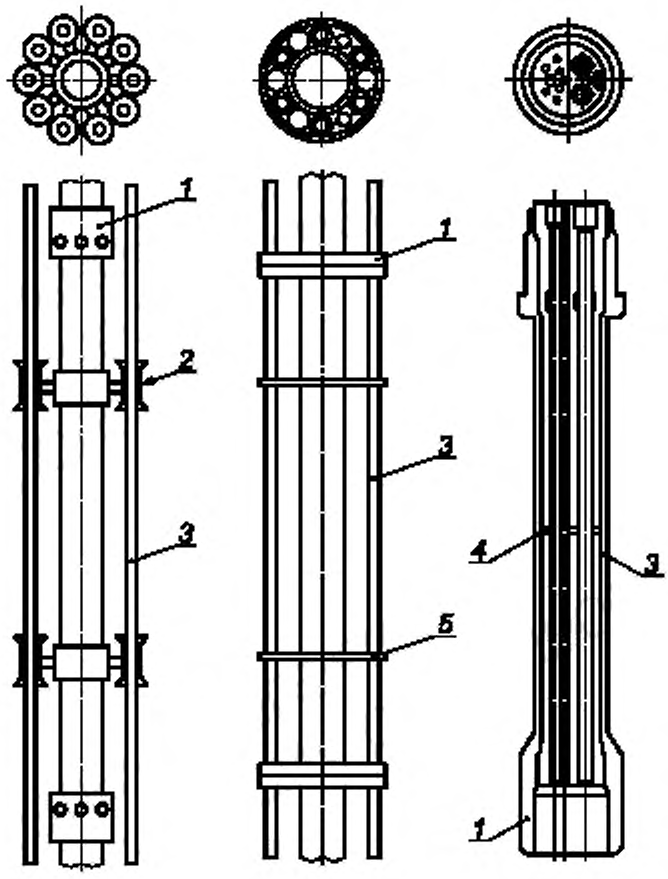
Каждый из четырех основных типов райзеров может включать следующие линии:

- экспортные линии;
- сервисные линии;
- линии нагнетания химических реагентов;
- гидравлические линии;
- электрический и/или волоконно-оптический кабель и т. д.

Существуют следующие термины для обозначения исполнения райзеров:

- с отсоединяемыми наружными линиями;
- с неотсоединяемыми наружными линиями;
- многоканальные с неотсоединяемыми линиями.

Каждый из этих терминов кратко описывает исполнение райзера.



a) С отсоединяемыми наружными линиями

b) С неотсоединяемыми наружными линиями

c) Со встроенными отсоединяемыми или неотсоединяемыми линиями

1 — соединение; *2* — направление; *3* — линия флюида; *4* — центратор; *5* — устройство, обеспечивающее жесткость

Рисунок А.30 — Жесткие райзеры

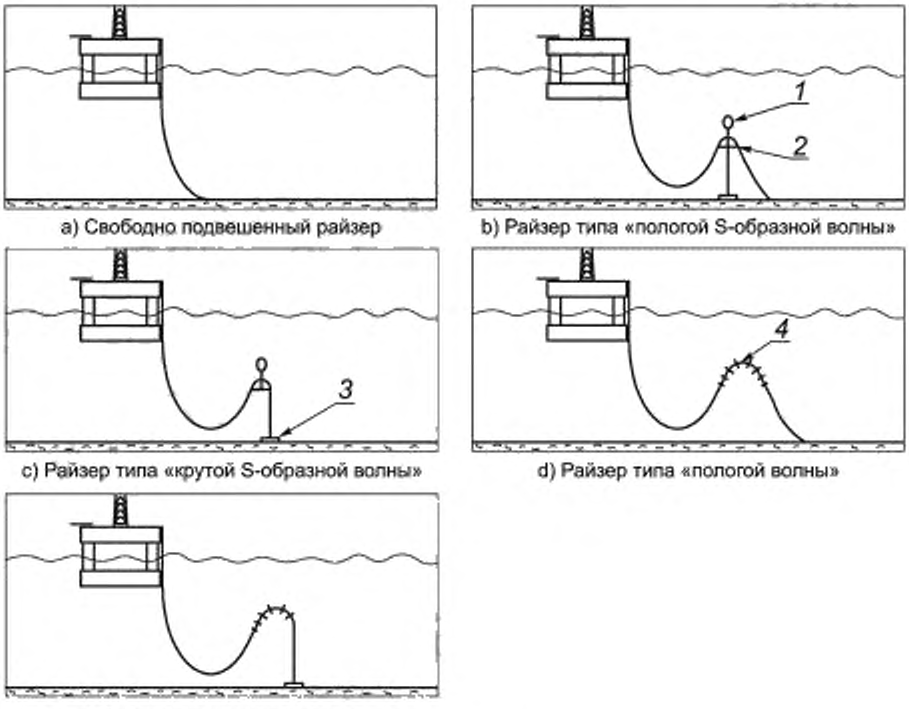
А.10.3.2 Гибкие райзеры

Гибкие райзеры представляют собой многослойную конструкцию из слоев разных материалов, которые позволяют им воспринимать изгибы большой амплитуды без разрушения. Они могут поставляться в виде единой или составной конструкции с соединительными элементами.

Гибкие райзеры имеют длину больше, чем расстояние между соединяемыми точками, и за счет этого могут компенсировать смещение конструкции, к которой они подключены. Геометрическая форма райзера с избыточной длиной зависит от условий окружающей среды, нагрузок, которые он испытывает, перемещения и позиции плавучего сооружения относительно точки крепления на дне.

Основные виды гибких подвешенных райзеров, используемых в настоящее время, показаны на рисунке А.31. «Свободно подвешенный» райзер свисает с плавучего сооружения и уложен на морское дно. Райзер типа «пологой S-образной волны» представляет собой линию с двумя точками подвеса, спущенную с борта плавучего сооружения на морское дно через трубный желоб на средней глубине воды и поддерживаемую притопленным буем. Этот буй удерживается на точке цепью или тросом с донным якорем. Райзер типа «крутой S-образной волны» подобен предыдущему типу райзера за исключением того, что нижняя секция гибкой трубы между буем и основанием рай-

зера натянута. Основание райзера представляет собой жестко закрепленный якорь. Для конструкций райзеров типов «пологой волны» и «крутой волны» используются небольшие элементы, обеспечивающие плавучесть, закрепленные вдоль определенного участка райзера, заменяющие трубный желоб и притопленный буй.



a) Свободно подвешенный райзер

b) Райзер типа «пологой S-образной волны»

c) Райзер типа «крутой S-образной волны»

d) Райзер типа «пологой волны»

e) Райзер типа «крутой волны»

1 — притопленный буй; *2* — направляющее устройство для трубы; *3* — основание райзера; *4* — распределенные элементы, обеспечивающие плавучесть

Рисунок А.31 — Гибкие райзеры

В гибких райзерах отдельные линии не соединяются друг с другом, хотя они могут иметь общие точки крепления к плавучей установке и морскому дну. Каждая линия может извлекаться отдельно для ремонта или замены.

Гибкие райзеры, состоящие из многих линий, могут быть сгруппированы следующим образом:

- гибкие райзеры с неотсоединяемыми линиями;
- гибкие райзеры с неотсоединяемыми линиями состоят из множества линий, которые не извлекаются по отдельности. Конструкции таких райзеров могут быть относительно простыми, например, когда несколько гибких эксплуатационных линий объединяются внутри общей внешней оболочки, или сложными, т. е. райзеры, включающие шлангокабель и многоканальные гибкие райзеры, как описано ниже;
- шлангокабель обычно включает в себя несколько линий небольшого диаметра, которые располагаются вокруг центрального трубопровода (эксплуатационной, нагнетательной или сервисной линии большего диаметра). Если центральная труба гибкая, то линии малого диаметра обычно изготовляют из термопластов, но могут использоваться и металлические трубы. При использовании такого вида шлангокабеля его конечная секция просто протягивается и подвешивается к борту плавучего сооружения, что позволяет избежать дополнительных соединений;
- многоканальный гибкий райзер может состоять из эксплуатационных, нагнетательных и/или сервисных линий, а также может включать один или больше шлангокабелей управления для уменьшения числа стояков между подводным оборудованием и плавучим сооружением;
- гибкие райзеры с отсоединяемыми линиями.

Гибкие райзеры с отсоединяемыми (или скрепленными в связку) линиями представляют собой совокупность отдельных гибких труб, удерживаемых ограничителями, расположенными вдоль длины райзера. В качестве ограничителей могут использоваться пластины с фиксирующими отверстиями для труб, элементы обеспечения плавучести или распорки. В зависимости от конструкции узлов крепления отдельные линии могут быть извлекаемыми или неизвлекаемыми.

А.10.3.3 Металлические райзеры в форме свободно подвешенной цепи

Металлический райзер в форме свободно подвешенной цепи выполняется из стали или титана. Такой райзер имеет участок касания дна, который изменяется в зависимости от перемещений плавучего сооружения под действием волнения, течения, приливно-отливных колебаний и штормовых сгонно-нагонных явлений. В конструкции райзера применяются механические гасители, предотвращающие образование резонансных колебаний, вызванных завихрениями вследствие срыва потока воды при обтекании райзера, и воспринимающие изгибающий момент в верхней части райзера.

На больших глубинах предпочтение отдается металлическим райзерам в форме свободно подвешенной цепи по сравнению с гибкими райзерами, при этом конструкция райзера включает термоизолирующий слой. Это вызвано необходимостью обеспечения стабильности потока и предотвращения образования гидратов и отложений парафина при падении температуры.

Как и в случае с гибкими райзерами, металлические цепные райзеры могут содержать внутри общей оболочки сервисные линии, линии нагнетания химических реагентов, гидравлические линии, электрические и волоконно-оптические кабели и т. д. Если в качестве центральной линии используется металлическая труба, то для линий меньшего диаметра, как правило, применяются металлические трубы. Если на морском дне используется гибкий трубопровод, то его конечную секцию подтягивают и подвешивают к борту плавучего сооружения, что позволяет избежать дополнительных соединений.

А.10.3.4 Многоканальные гибридные райзеры

Многоканальные гибридные райзеры обеспечивают транспортирование флюида от морского дна до расположенной на поверхности платформы (судна) по нескольким каналам. Такие райзеры состоят из двух частей: вертикального жесткого участка (райзерной колонны), который поднимается от установленного на дне основания райзера до установленного на небольшой глубине плавучего буя, и гибкой трубы в форме свободно подвешенной цепи, соединяющей верх жесткого райзера с плавучим сооружением.

Райзерная колонна обычно объединяет все сервисные линии небольшого диаметра (например, газлифт, линию нагнетания химических реагентов), в то время как линии системы управления (гидравлические, электрические и/или волоконно-оптические) входят в состав шлангокабеля, свободно подвешиваемого с борта платформы (судна), что позволяет избежать дополнительных соединений. Райзерная колонна может иметь термоизоляцию, что позволяет предотвратить температурные потери и избежать образования гидратов и отложения парафина.

Жесткий участок райзера имеет конструкцию, схожую с многоканальным жестким райзером с верхним натяжением, описание которого приведено ниже.

А.10.3.5 Многоканальные жесткие райзеры с верхним натяжением

А.10.3.5.1 Общие положения

Жесткие металлические райзеры с верхним натяжением изготовляют из отдельных секций труб, которые после сборки формируют райзер заданной длины с необходимым числом линий. Такие жесткие райзеры должны находиться в напряженном состоянии для предотвращения продольного изгиба конструкции и обеспечения восприятия поперечных нагрузок. Жесткие райзеры могут иметь разборную и неразборную конструкцию, линии в которой могут располагаться снаружи или внутри относительно основного конструктивного элемента.

Данный вид райзеров может включать в себя сервисные линии небольшого диаметра (например, газлифт, линии нагнетания химических реагентов), но не включает линии системы управления (гидравлические, электрические и/или волоконно-оптические), которые обычно входят в состав шлангокабеля, опускаемого с борта платформы (судна), что позволяет избежать установки дополнительных соединений в системе управления. Применение жестких труб в отдельных линиях или в райзере в целом позволяет обеспечивать непрерывность потока и предотвращать температурные потери, способствующие гидратообразованию или отложениям парафина.

А.10.3.5.2 Жесткий райзер с неотсоединяемыми линиями

Трубопроводы жесткого райзера с неотсоединяемыми линиями не могут извлекаться из его конструкции без нарушения ее целостности. Конструкция такого райзера включает центральный трубопровод, который служит для транспорта флюида, а также обеспечивает механическую основу для крепления наружных линий. Для предотвращения продольного изгиба внутренних линий они крепятся в промежуточных точках к механической основе.

На концах звеньев райзера устанавливают соединительные элементы. Участок эксплуатационного райзера, состоящий из звена райзера, линий и соединительных элементов, называется «секцией райзера». При соединении двух секций райзера соединительный элемент обеспечивает соединение всех линий и полную производительность. Райзеры неразборной конструкции компактны и легко монтируются, но требуют остановки работы и извлечения для ремонта или замены.

А.10.3.5.3 Жесткий райзер с отсоединяемыми линиями

Линии в составе такого райзера могут устанавливаться на место эксплуатации и извлекаться отдельно от основного конструктивного элемента. Конструкция райзера с отсоединяемыми линиями включает натяжную центральную часть, которая, помимо выполнения функции несущего элемента, может служить для транспортирования флюидов или выполнять другие функции. Основная часть оснащена крепежными/направляющими устройствами, предназначенными для направления и крепления отдельных линий.

Оба конца звена райзера оснащены двумя частями соединительной муфты. Участок звена райзера, включающий соединительные и направляющие устройства называется «секцией», соответствующие участки линий также называются «секциями». Концы каждой секции линий оснащаются соединительными элементами (например, резь-

бовыми муфтами), которые не зависят от соединительных элементов центральной части. Линии райзера устанавливаются отдельно, после монтажа основного структурного элемента конструкции и его натяжения. Извлекаются линии также отдельно, до извлечения основного элемента конструкции.

Эта конструкция отличается простотой и позволяет извлекать отдельную линию (для ремонта или замены) без остановки добычи и извлечения всего райзера. Недостатком данного типа райзера являются большие затраты времени на его полную установку или демонтаж.

Компоненты эксплуатационного райзера

Конструкция эксплуатационного райзера включает следующие компоненты:

- отдельные звенья райзера;
- устройства интерфейса с трубопроводом, например, муфты и концевые соединения;
- устройства для управления флюидом, устройства для перекрытия потока и продувки;
- системы компенсации механических напряжений и перемещений;
- элементы обеспечения плавучести;
- механизмы компенсации изгибов;
- устройства обеспечения устойчивости;
- центрирующие устройства;
- устройства снижения гидродинамических нагрузок;
- системы управления и мониторинга;
- оборудование для направления при спуске;
- средства для предотвращения обрастания морскими организмами;
- системы защиты от пожара и повреждения;
- изоляция.

Эксплуатационные райзеры могут представлять собой как простую конструкцию (например, одиночный гибкий райзер для мелководья), так и очень сложную систему (например, многоствольный глубоководный гибридный райзер) и, следовательно, могут включать различные сочетания перечисленных выше элементов. Более сложные конструкции требуют специальной проектной проработки для обеспечения функционального назначения райзера и эксплуатации в сочетании с различными компонентами других систем.

А.11 Оборудование для ремонта скважин и технического обслуживания подводных систем

А.11.1 Общие положения

Для ремонта скважин и технического обслуживания подводного оборудования используются различные технические средства, которые можно разделить на четыре категории:

- системы райзеров для заканчивания/ремонта скважин (используются для установки оборудования и капитального ремонта скважин);
- системы для текущих внутрискважинных работ без использования буровой установки и/или райзера для бурения;
- системы обслуживания подводного оборудования, не предполагающего вход в скважину;
- другие технические средства, например, системы TFL, СОД, колтюбинговые технологии.

Примечание — Термин «техническое обслуживание» здесь включает монтаж, техническое обслуживание и вывод из эксплуатации.

А.11.2 Системы райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважин

А.11.2.1 Общие положения

Системы райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважин используются для установки подводного оборудования в процессе заканчивания скважин с подводным расположением устья и при капитальном ремонте скважин. Использование такой системы райзера требует привлечения бурового судна, оснащенного полнопроходным (по диаметру ствола скважины) оборудованием для регулирования давления в скважине. В состав системы входят два основных элемента — райзер для заканчивания/капитального ремонта скважин и система управления капитальным ремонтом скважин, описание которых приведено ниже.

Важно еще на стадии концептуального проекта освоения подводного месторождения разработать стратегию технического обслуживания и ремонта подводного оборудования, как на стадии обустройства промысла, так и на протяжении всего срока эксплуатации. Монтаж, ремонт и обслуживание должны осуществляться с учетом обеспечения надежности и безопасности выполняемых работ, для сведения к минимуму потенциальной угрозы для обслуживающего персонала, окружающей среды, подводного оборудования и ремонтных устройств. Проектирование оборудования должно осуществляться с учетом рабочих условий окружающей среды.

Краткое описание этих систем дано в последующих подразделах, более детально системы рассмотрены в *[6]*.

А.11.2.2 Райзеры для заканчивания/капитального ремонта скважин

Конструкция райзера для заканчивания скважин должна обеспечивать его прохождение через морской буровой райзер и подводный блок противовыбросовых превенторов. Этот райзер используется для установки и извлечения НКТ и трубной головки в подводной скважине. Так как райзер для заканчивания спускается через райзер для бурения, то он не подвергается воздействию окружающей среды, например, ветра, волн и течения.

Райзер для капитального ремонта образует канал между верхней частью ПФА и поверхностью, через который обеспечивается прохождение в скважину спускаемых на канате инструментов. Такой райзер обычно используется во время монтажа/извлечения подводной устьевой арматуры вертикального типа, а также для внутрискважинных работ, не требующих извлечения НКТ.

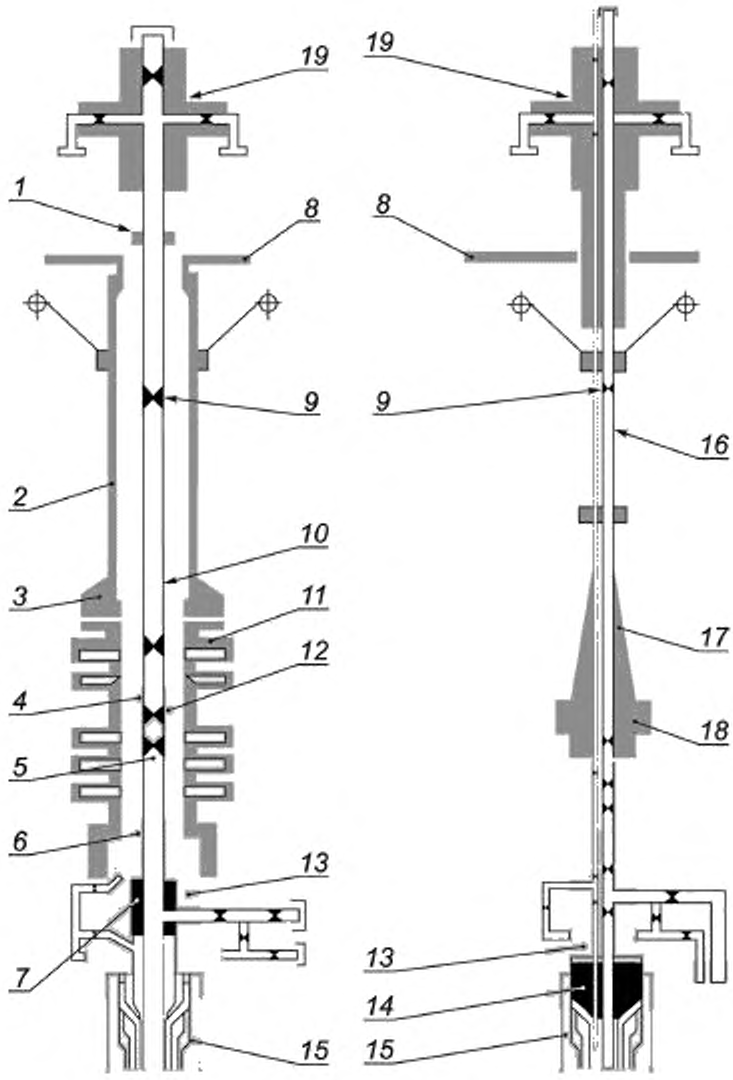
Райзер для капитального ремонта не требуется при монтаже/извлечении устьевой арматуры горизонтального типа, так как ПФА может быть спущена на колонне бурильных труб или морском райзере для бурения до перфорирования скважины и установки НКТ/трубной головки. Однако система райзера для капитального ремонта используется для обеспечения доступа в скважину через устьевую арматуру горизонтального типа с целью проведения работ в скважине без извлечения НКТ, как описано в А.11.3.1.

Оба типа райзера обеспечивают передачу давления и доступ к НКТ. Райзеры должны выдерживать нагрузку от собственного веса и веса оборудования, воздействия давления, а также гидродинамические нагрузки, возникающие в результате смещения судов, поскольку такие нагрузки не полностью демпфируются системой компенсации механических напряжений и перемещений райзера.

Райзеры для заканчивания и капитального ремонта могут образовывать единую систему (обычно называемую райзером для заканчивания/капитального ремонта), предполагающую добавление или снятие отдельных узлов для выполнения тех или иных работ.

Как правило, райзер для заканчивания скважин включает (см. рисунок А.32):

- инструмент для трубной головки;
- устройства ориентирования трубной головки (если оно не включено в конструкцию самой трубной головки, как например, при использовании устьевой арматуры горизонтального типа или трубной вставки при использовании с вертикальной устьевой арматурой);
- средства герметизации райзера внутри блока противовыбросового превентора при измерении давления и управлении скважиной;
- подводную испытательную устьевую арматуру для управления скважиной при аварийном разъединении;
- запорный клапан для удержания флюида в райзере при аварийном разъединении;
- промежуточные соединения райзера;
- клапан лубрикатора для изоляции райзера при спуске/подъеме инструмента на канате;
- надводную устьевую арматуру для регулирования давления в скважине и обеспечения точки соединения лубрикатора;
- средства натяжения райзера для предотвращения продольного изгиба от собственного веса.



a) Райзер для заканчивания с ПФА горизонтального типа

b) Райзер для заканчивания с ПФА с двумя стволовыми проходами

1 — вертлюг; *2* — морской райзер; *3* — гибкое соединение; *4* — система аварийного отсоединения, *5* — срезающий клапан, *6* — инструмент для установки трубной головки; *7* — трубная головка; *8* — буровая площадка, *9* — клапан лубрикатор; *10* — колонна для спуска; *11* — превентор межтрубного пространства; *12* — предохранительные плашки подводной устьевой арматуры; *13* — ПФА; *14* — трубная головка; *15* — устье скважины; *16* — райзер для капитального ремонта; *17* — компенсатор напряжений райзера; *18* — система аварийного отсоединения/нижний блок райзера; *19* — надводная устьевая арматура

Рисунок А.32 — Типовые системы подводной устьевой арматуры и райзера

Райзер для капитального ремонта состоит из следующих элементов (см. рисунок А.33):

- инструмента для спуска устьевой арматуры;
- противовыбросового превентора для гибких труб и троса, способного удерживать, срезать и обеспечивать уплотнение вокруг гибких труб и троса;

- блок аварийного разъединения при отклонении на большие углы;
- запорного(ых) клапана(ов) для удержания флюида в райзере во время аварийного разъединения;
- компенсатора напряжения, воспринимающего изгибающие напряжения в точке крепления райзера к нижнему блоку райзера;
- промежуточных секций райзера;
- клапана(ов) лубрикатора для изолирования райзера при спуске/подъеме инструмента на канате;
- надводной устьевой арматуры для регулирования давления в скважине и обеспечения точки соединения лубрикатора;
- средства натяжения райзера для предотвращения продольного изгиба от собственного веса.

Количество каналов в райзере изменяется в зависимости от ряда проектных факторов, которые включают:

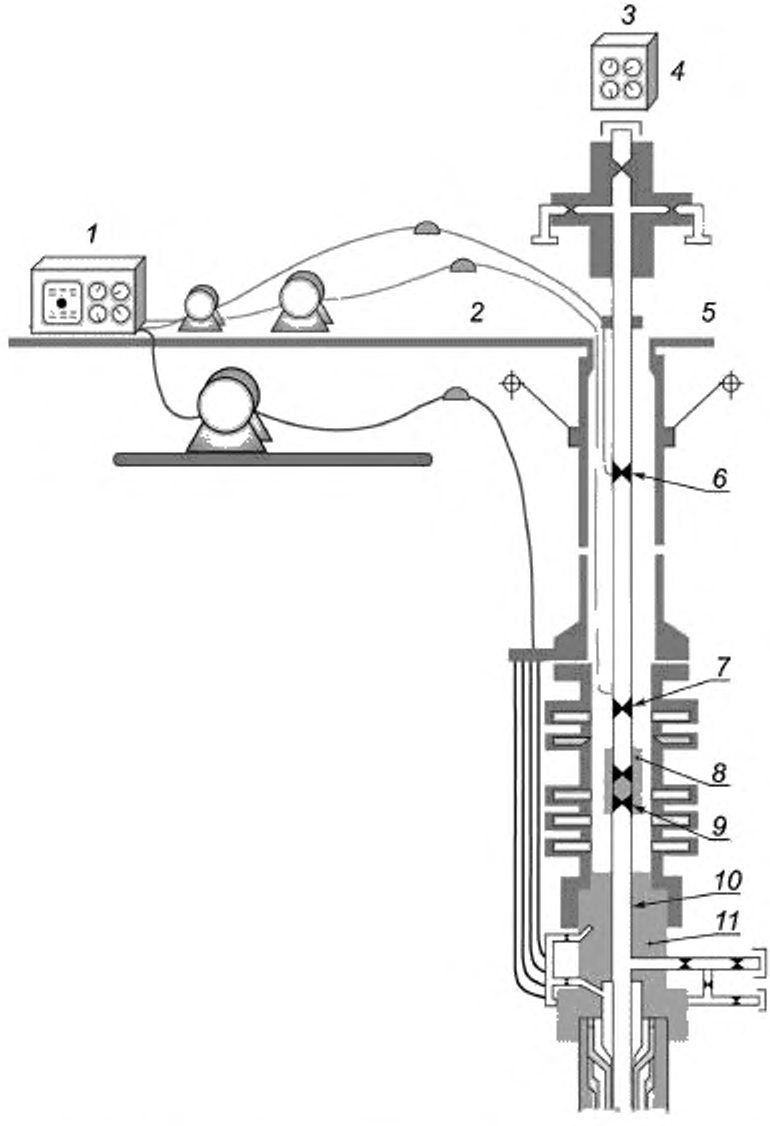
- число стволовых проходов в трубной головке (обычно два в подводной устьевой арматуре вертикального типа и один в подводной устьевой арматуре горизонтального типа);
- метод циркуляции флюидов через межтрубное пространство, например, через колонну труб небольшого диаметра для двуствольной подводной устьевой арматуры вертикального типа или через гибкий шланг в составе шлангокабеля системы капитального ремонта для устьевой арматуры горизонтального типа;
- метод промывки ствола эксплуатационной колонны райзера от углеводородов перед его отсоединением от подводного оборудования (в большинстве случаев этот процесс осуществляется через канал доступа в межтрубное пространство);
- режим работы, например, операции заканчивания, когда райзер проходит внутри морского райзера для бурения и блока противовыбросовых превенторов или операции капитального ремонта, когда морской райзер зачастую не используется.

При проведении экономической оценки в процессе выбора между райзером с независимыми линиями и составным райзером необходимо учитывать требуемое количество линий в райзере, глубину воды, требования обеспечения доступа в межтрубное пространство, число предполагаемых операций и т. д.

Система райзера с независимыми линиями. Основой этих райзеров обычно является либо колонна бурильных труб (при использовании которой требуется минимальный доступ в межтрубное пространство), либо одна или более НКТ, скрепляемые вместе в разных точках по длине по мере их спуска, подобно двухканальной колонне для заканчивания. В любом случае функции управления капитальным ремонтом осуществляются через шлангокабель, который крепится к райзеру в разных точках по мере его спуска.

Система составного райзера. Райзер, состоящий из предварительно подготовленных секций/узлов, в которых многочисленные линии заканчиваются на каждом конце соединительными элементами, что упрощает его сборку. В тех случаях, когда райзеры могут подвергаться большим растягивающим и/или изгибающим нагрузкам, райзер может также включать внешний корпус для обеспечения дополнительной прочности. В случае составного райзера гидравлические и/или электрические линии управления могут быть также включены в предварительно подготовленные секции. Однако такой подход приводит к возникновению значительного числа дополнительных соединений в линиях системы управления капитальным ремонтом, которые увеличивают вероятность отказа.

В зависимости от типа используемой системы могут потребоваться различные специализированные инструменты для спуска, испытания и работы райзеров заканчивания/капитального ремонта.



1 — гидравлическая силовая установка и пульт управления; *2* — вертлюг (опция); *3* — местный пульт управления, *4* — надводная устьевая арматура; *5* — буровая площадка; *6* — лубрикатор; *7* — запорный клапан; *8* — система аварийного отсоединения; *9* — срезающий клапан; *10* — инструмент спуска трубной головки; *11* — трубная головка

Рисунок А.33 — Типовая система капитального ремонта с ПФА горизонтального типа

А.11.2.3 Системы управления капитальным ремонтом

Система управления капитальным ремонтом, которую также называют блоком райзера для монтажа/капитального ремонта, включает средства для дистанционного управления и контроля всех функций оборудования для заканчивания/капитального ремонта, подводной устьевой арматуры и скважинного оборудования на разных стадиях заканчивания и капитального ремонта скважин.

Система управления капитальным ремонтом обычно состоит из следующих элементов:

- насосного агрегата для обеспечения гидравлической энергией;
- главного пульта управления;
- дистанционного пульта управления на буровой площадке;
- пульта остановки технологического процесса, расположенного вблизи оборудования для пробной эксплуатации;
- пультов аварийной остановки, размещаемых на главных маршрутах эвакуации;
- шлангокабеля(ей) на лебедке(ах) с механическим приводом.

В зависимости от глубины воды использование системы гидравлического управления может не обеспечить необходимое время срабатывания в аварийных ситуациях оборудования для заканчивания/капитального ремонта скважин, подводной устьевой арматуры и внутрискважинного оборудования. При работе на глубоководных участках возможно применение электрогидравлических подводных модулей управления ремонтными работами (они монтируются выше точки аварийного отсоединения райзера заканчивания / капитального ремонта и/или на подводной устьевой арматуре), которые обеспечивают требуемое время срабатывания.

А.11.3 Системы для проведения несложных внутрискважинных работ (LWI)

А.11.3.1 Общие положения

Подводные системы для несложных внутрискважинных работ обеспечивают доступ в скважину без использования морской буровой установки или морского райзера для бурения. В настоящее время существует большое число таких систем, включая обычные жесткие райзеры для ремонта, подводные системы на кабеле и системы наматываемых на барабан гибких труб (системы колтюбинга), описание которых дается ниже. Возможны и другие подводные системы для проведения текущего ремонта скважин, использование которых возможно в будущем, например, системы гибких райзеров.

А.11.3.2 Жесткие райзеры для капитального ремонта

Большинство систем LWI представляют собой стандартную систему жесткого райзера (см. А.11.2), развернутую или с полупогруженного/однокорпусного судна, например, с судна обеспечения водолазных работ или с судна для несложных внутрискважинных работ.

Подобная система позволяет использовать для проведения скважинных работ канатную технику и гибкие трубы, намотанные на барабан. Системы жесткого райзера, предназначенные для текущего ремонта скважин с устьевой арматурой горизонтального типа, требуют применения компонентов большого диаметра. Сюда можно включить, например, соединительный узел подводной устьевой арматуры диаметром 476 мм, клапаны и райзер большого диаметра. Все это необходимо для соединения с верхней частью устьевой арматуры горизонтального типа и обеспечения извлечения из трубной головки (и, возможно, из колпака устьевой арматуры) пробки большого диаметра.

Хотя эта система обеспечивает максимальную оперативную гибкость при проведении работ в стволе скважины, она предъявляет очень высокие требования к размеру плавучего средства, возможности его удержания на месте, палубному пространству, грузоподъемности, погрузочно-разгрузочному оборудованию системы райзера и т. д.

А.11.3.3 Канатная техника для подводного применения

Канатная техника для текущего ремонта скважин с подводным расположением устья использует подводное оборудование для контроля давления (включая лубрикатор), установленное непосредственно на верхней части подводной устьевой арматуры.

Типовые системы ремонта скважин используют канатную лебедку, установленную на палубе ремонтного судна. Для исключения вертикального смещения каната при горизонтальном перемещении судна иногда используется лебедка, установленная на устьевой арматуре. Однако такое решение снижает возможности оператора по контролю процесса выполнения работ, увеличивает число потенциальных каналов образования утечки и требует использования более сложных подводных механизмов.

Основным признаком, характеризующим подводные канатные системы, является необходимость поднятия скважинной продукции на ремонтное судно во время проведения операций. Если углеводороды подаются или могут быть поданы на поверхность, то классификационные требования к судну являются более жесткими, чем для судна, использующего систему, в которой углеводороды не поднимаются или не могут быть подняты на борт.

Типовая канатная система для текущего ремонта подводных скважин состоит из следующих основных компонентов:

- соединительного узла подводной устьевой арматуры;
- узла нижнего лубрикатора, состоящего из срезающего канат клапана и противовыбросовых превенторов для регулирования давления в скважине в случае аварийного разъединения;
- узла верхнего лубрикатора, состоящего из соединительной муфты, ловушки для инструментов, превенторов через которые проходит канат, сальника (для каната), системы закачки смазки (для одножильной линии) для спуска и извлечения инструмента на канате;
- установленной на поверхности лебедки (с системой компенсации движения);
- системы управления, аналогичной системе управления капитальным ремонтом скважин (см. А.11.2.4);
- вспомогательных систем для установки и извлечения подводного оборудования (обычно с применением направляющих тросов);
- ТНПА для наблюдения и выполнения корректирующих действий (при необходимости).

Подводная канатная система обеспечивает доступ в эксплуатационную колонну и межтрубное пространство при использовании двуствольной устьевой арматуры вертикального типа, но для перехода в другой ствол требуется извлечение оборудования и изменение его конфигурации. Для устьевой арматуры горизонтального типа возможность подачи жидкости под давлением в межтрубное пространство определяется конфигурацией отводов и системой клапанов устьевой арматуры. Для этой цели используется гибкая линия небольшого диаметра, входящая в шлангокабель подводной системы управления.

Подводная канатная система, предназначенная для ремонта скважин, оборудованных устьевой арматурой горизонтального типа, подразумевает использование элементов с проходными отверстиями большого диаметра, например, соединительного узла подводной устьевой арматуры диаметром 476 мм, клапанов с каналами большого диаметра и райзера большого диаметра. Это необходимо для соединения с верхней частью устьевой арматуры горизонтального типа и обеспечения возможности извлечения пробки большого диаметра, установленной в трубной головке и, возможно, во внутреннем колпаке устьевой арматуры.

Если секции лубрикатора в подводной канатной системе являются достаточно большими, то можно осуществлять скважинные операции с использованием технологии протяжки. В этом случае отпадает необходимость применения технологии колтюбинга для выполнения ряда ремонтных работ, которые не требуют закачки флюидов в скважину.

А.11.3.4 Подводные колтюбинговые системы

Подводные колтюбинговые системы, как и подводные канатные системы, используют подводное оборудование для регулирования давления (включая лубрикатор), которое крепится непосредственно к верхней части подводной устьевой арматуры, в то время как барабан с трубами устанавливается на ремонтном судне.

Конфигурация подводной системы с гибкими трубами очень похожа на конфигурацию подводной канатной системы. Фактически, можно создать одну систему, которая бы позволяла работать как с барабаном гибких труб, так и с канатным барабаном.

Типовая колтюбинговая система для подводного применения включает следующие основные элементы:

- соединительный узел подводной устьевой арматуры;
- узел нижнего лубрикатора, состоящего из ряда превенторов с глухими/срезающими плашками и трубных превенторов для управления давлением в скважине в случае аварийного разъединения;
- узел верхнего лубрикатора, состоящий из соединительной муфты, поперечной катушки (для подгонки длины разных скважинных инструментов), плашечного превентора для НКТ, сальника гибких труб (для удержания давления в скважине), устройство подачи труб (для регулирования спуска и подъема гибких труб), установки для очистки поверхности гибких труб (для предотвращения попадания морской воды в устройство подачи), устройство для отрезания и сматывания гибких труб (при аварийном отсоединении) и гибкой направляющей трубы (для защиты гибких труб от деформации при входе в устройство ввода);
- устанавливаемый на поверхности барабан с гибкими трубами;
- систему управления, подобную системе управления капитальным ремонтом скважин, описанную в А.11.2.3, для управления подводной устьевой арматурой, скважинными клапанами, а также всеми клапанами и функциями подводной системы с гибкими трубами;
- вспомогательные системы для установки и извлечения подводного оборудования (обычно с применением направляющих тросов);
- ТНПА для наблюдения и выполнения корректирующих действий (если требуется).

В отличие от подводной канатной системы, которая требует компенсации движения каната для точного контроля глубины спускаемых скважинных инструментов, система гибких труб регулирует глубину спуска инструмента с помощью подводного устройства подачи труб, которое не зависит от перемещения ремонтного судна, т. е. компенсация перемещения всей колонны гибких труб не требуется.

А.11.4 Системы обслуживания подводного оборудования

А.11.4.1 Общие положения

Обслуживание оборудования СПД может осуществляться с привлечением водолазов, ТНПА и ДУИ (спускаемых на тросе или колонне бурильных труб).

На разных стадиях эксплуатации промысла возможно применение разных систем. Например, помощь водолазов может потребоваться при начальном монтаже подводного оборудования, а затем текущие технические задачи могут решаться с помощью ТНПА.

При разработке любого подводного месторождения необходимо учитывать следующие основные факторы, влияющие на системы обслуживания подводного оборудования:

- глубина воды, которая влияет на возможность привлечения водолазов или использование ТНПА и ДУИ;
- профиль течения, влияющий на устойчивость шлангокабеля управления;
- характеристика морского дна, например, наличие мягких грунтов с низкой несущей способностью и плохая видимость;
- возможность ориентации, особенно в зонах сильных течений, необходимая для удержания требуемого положения водолазов и ТНПА во время их работы;
- возможность обеспечения маневрирования, предотвращения столкновения водолазов и подводных аппаратов;
- интерфейсы между подводным оборудованием и ремонтным инструментом;

- освобождение при отказе, т. е. оборудование должно быть конструировано таким образом, чтобы в случае отключения электропитания все устройства, обеспечивающие крепление аппарата к подводному оборудованию снимали блокировку и позволяли извлечь аппараты и инструменты на поверхность;

- защита от повреждения, т. е. ремонтное оборудование должно проектироваться с учетом минимизации возможного повреждения подводного оборудования во время позиционирования, причаливания и работы. Извлекаемую часть ремонтного оборудования, т. е. закрепленную на ТНПА, следует рассчитывать таким образом, чтобы усилие по ее отсоединению было меньше усилия, приводящего к повреждению участка на подводном оборудовании;

- реакция на нагрузку, т. е. при проектировании должны быть учтены нагрузки, возникающие при взаимодействии оборудования и системы обслуживания.

Интерфейсы с локальной нагрузкой предпочтительнее конструкций, требующих нагружения через конструкцию ремонтного оборудования.

А.11.4.2 Водолазные работы

Водолазные работы, проводимые на подводном оборудовании во время монтажных работ или технического обслуживания, широко используются в отрасли на протяжении многих лет. Водолазы имеют значительное преимущество с точки зрения быстроты реагирования при решении непредвиденных задач по сравнению с решением таких же задач с помощью ТНПА и ДУИ. Однако все водолазные операции связаны с определенным риском для самих водолазов, поэтому требуется осуществлять минимизацию этих рисков.

Обычные технические методы погружения водолазов, например, погружение с использованием воздуха, погружение с водолазным колоколом и погружение с использованием гелий-кислородной смеси, дополнены применением скафандров с атмосферным давлением и обитаемых аппаратов, хотя преимущества этих дополнительных систем по сравнению с современными ТНПА становятся все более незначительными.

А.11.4.3 Ремонт с помощью телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов и автономных подводных аппаратов.

ТНПА — свободно плавающий подводный аппарат с дистанционным управлением, осуществляемым с поверхности посредством шлангокабеля. Автономный подводный аппарат — свободно плавающий подводный аппарат, управляемый бортовой системой с заданной программой.

ТНПА и автономные подводные аппараты могут использоваться для решения разнообразных подводных задач, особенно в глубоководных зонах и в сложных или опасных для водолазов условиях.

В настоящее время применение автономных подводных аппаратов ограничено относительно простыми задачами, которые легко программируются в бортовой системе управления, такими как обследование трубопровода. Однако автономные подводные аппараты постоянно совершенствуются и ожидается, что в будущем их можно будет использовать для выполнения более сложных задач, в частности там, где подводное оборудование расположено относительно близко от находящегося на поверхности основного сооружения, тем самым исключая необходимость в использовании дорогостоящего ТНПА.

Практически все сложные задачи по ремонту подводного оборудования требуют применения подводных аппаратов, управление которыми осуществляется либо с борта специального вспомогательного судна, либо с передвижной морской буровой установки. Эти аппараты обычно используются для разнообразных монтажных и ремонтных задач. Для решения некоторых таких задач необходимы только фотокамера и/или манипулятор на ТНПА, для других задач требуется применения специального встроенного инструментального блока, обычно устанавливаемого под корпусом подводного аппарата.

Телеуправляемый необитаемый подводный аппарат предназначен для решения следующих задач:

- наблюдение за подводными операциями;
- помощь при ориентации совмещаемых компонентов;
- крепление подъемных канатов и/или направляющих стоек к подводному оборудованию;
- замена уплотнительной прокладки на устье скважины;
- замена направляющих стоек на направляющих донных конструкциях;
- очистка интерфейсов оборудования до начала соединительных операций;
- установка и снятие защитных крышек и колпаков, герметичных и негерметичных;
- управление клапанами;
- коррекция выполненных команд, например, положения клапанов устьевой арматуры;
- подача жидкости под давлением в линии небольшого диаметра, например, для блокировки управляемого с поверхности забойного клапана отсекателя или проверки соединений выкидных линий;
- подтягивание, соединение и испытание гибких внутрипромысловых трубопроводов и/или шлангокабелей, подсоединяемых к подводной устьевой арматуре/манифольду;
- развертывание, подсоединение и испытание легких перемычек шлангокабеля между устьевой арматурой/манифольдом и блоком подключения и распределения шлангокабеля.

ТНПА можно также применять для замены относительно легкого подводного оборудования, например, штуцеров, многофазных расходомеров, подводных модулей управления, модулей системы защиты от избыточного давления и т. д. с помощью инструментального блока для замены компонентов, установленного на аппарате, обладающем соответствующей плавучестью.

ТНПА не обладают степенью свободы водолазов и не могут адаптироваться на месте и быстро реагировать на изменения ситуации, как могут водолазы. Поэтому, задачи, планируемые для подводных аппаратов, следует тщательно прорабатывать и проверять до развертывания аппаратов на месторождении.

А.11.4.4 Обслуживание с применением дистанционно управляемых инструментов

ДУИ — подводные устройства для дистанционного монтажа или замены модулей, используемое в тех случаях, когда для решения этих задач требуется грузоподъемность, которой не обладают ни ТНПА, ни автономный подводный аппарат. Система ремонта с помощью ДУИ обычно состоит из подвешенного на тросе инструмента с соответствующей системой управления и вспомогательной/подъемной системы.

ДУИ, как правило, подвешивается на тросах или сочетаниях тросов и шлангокабеля. Некоторые ДУИ также могут крепиться на бурильной колонне. Подача инструмента осуществляется с помощью направляющих канатов, специальных регулирующих устройств и/или ТНПА.

ДУИ предназначены для решения следующих задач:

- подтягивание, присоединение и испытание внутрипромысловых трубопроводов, подсоединяемых к подводным устьевым арматурам/манифольдам;
- подтягивание, присоединение и испытание шлангокабелей, подсоединяемых к подводным устьевым арматурам/манифольдам (в отличие от легких перемычек шлангокабеля, которые устанавливаются с помощью ТНПА);
- извлечение и замена модулей подводного оборудования (отдельно от основного подводного оборудования, на котором эти модули устанавливаются) в процессе технического обслуживания следующих устройств:

штуцеров;
многофазных расходомеров;
датчиков обнаружения выноса песка;
клапанов манифольда;
подводных модулей управления;
блоков закачки химреагентов;
модулей гидравлического аккумулятора;
подводных насосов/электродвигателей;
подводных камер запуска СОД трубопровода и картриджей с этими средствами.

Дополнительное руководство по системам ремонтных ДУИ приведено в *[11]*.

А.11.5 Текущий ремонт скважин с использованием TFL систем

TFL-система используется на подводных скважинах для выполнения разных операций по обслуживанию, включая:

- установку и извлечение регуляторов потока, например, заглушек (скважинных и устьевых), штуцеров, газлифтных и предохранительных клапанов;
- сбор информации о давлении и температуре на забое скважины с помощью временных скважинных измерительных приборов;
- кислотную обработку, очистку скважины желонкой, внутреннюю калибровку, ловильные работы, перфорирование, промывку скважины от песка, очистку от парафина, глушение скважины и т. д.

Обслуживание через выкидную линию включает остановку обслуживаемой скважины с последующим вводом с главного сооружения необходимых инструментов через выкидную / сервисную линию сначала до подводного устья, а затем до забоя. После ввода инструментов до заданной точки, необходимые операции проводят путем изменений давления на срезаемый штифт, скользящую муфту и т. д. По завершении поставленной задачи инструменты, введенные через выкидную линию, поднимаются обратно на главную установку.

Возможность применения инструментов TFL зависит от следующих технических (конструктивных) решений СПД:

- размеры выкидной/сервисной линии и конструкция соединений;
- размеры и радиус изгиба обвязки манифольда и трубной обвязки устьевой арматуры;
- проходной диаметр манифольда/устьевой арматуры/трубной головки;
- конструкция устьевой арматуры и манифольда, включая отклонители для направления инструмента в соответствующую скважину;
- размер НКТ;
- конструкция оборудования для заканчивания скважин, а также устройства контроля циркуляции для обеспечения подачи инструмента TFL в любом направлении, предотвращая при этом воздействие флюида на продуктивный пласт.

При проведении операций с применением инструмента TFL помимо специального подводного оборудования требуется также дополнительное надводное оборудование на главной установке, которое включает:

- сервисные насосы;
- манифольд управления системой ввода через выкидную линию;
- пульт управления системой ввода через выкидную линию;
- лубрикатор инструментов;
- емкости для перемешивания и хранения флюида;
- сепаратор;
- соответствующая трубная обвязка.

Подробное руководство по проектированию и работе системы ввода инструмента через выкидную линию и конструкции устьевой арматуры для этой системы приведено в *ГОСТ Р 59299* и *ГОСТ Р ИСО 13628-4* соответственно.

А.11.6 Использование средств очистки и диагностирования трубопроводов

А.11.6.1 Очистка подводных внутрипромысловых трубопроводов может проводиться по следующим причинам:

- как часть процедур сдачи в эксплуатацию новой линии;
- для удаления жидкостных пробок из трубопровода;
- для удаления жидкости из пониженных участков трубопровода;
- для удаления отложений, например, песка и парафина;
- для равномерного распределения ингибитора коррозии по внутренней поверхности трубы;
- для диагностики трубопровода с целью подтверждения его пригодности к дальнейшей эксплуатации;
- как часть процедур по выводу из эксплуатации старого трубопровода.

А.11.6.2 Очистка внутренней поверхности подводного трубопровода может быть выполнена одним из следующих способов:

- однонаправленная прогонка очистного устройства по кругу, при этом СОД движется по внутрипромысловому трубопроводу от главного сооружения к подводному оборудованию, а обратно по другому внутрипромысловому трубопроводу такого же диаметра;
- прогонка очистного устройства со сменой направления, при этом оно закачивается и возвращается обратно по одной и той же трубе (такой способ используется в тех случаях, когда диаметр обратного внутрипромыслового трубопровода существенно отличается, что делает запуск устройства по кругу невозможным);
- запуск очистных устройств из подводной камеры, которые проталкиваются по направлению к главному сооружению либо за счет жидкости, подаваемой от главной установки по другому трубопроводу, либо за счет потока скважинной продукции.

А.11.6.3 Применяют следующие типы СОД:

- *очистные устройства:*
  1) гелевые;
  2) пенные;
  3) цилиндрические/дисковые;
  3) сферические;
- *внутритрубные инспекционные приборы:*
  1) профилемеры;
  2) магнитные дефектоскопы;
  3) интроскопы;
  *4) акустические (ультразвуковые) дефект*оскопы.

А.11.6.4 Из всех приведенных типов только гелевые очистные устройства могут проходить через трубопровод с сильно изменяющимся диаметром и изгибами небольшого радиуса. Пенные, цилиндрические/дисковые и сферические очистные устройства должны иметь специальную конструкцию для прохождения по трубопроводу со значительным изменением диаметра и относительно крутыми изгибами. Однако такая конструкция СОД накладывает определенные ограничения на их эксплуатацию, кроме того, их использование связано с повышенным риском застревания устройства и/или разрыва трубопровода.

А.11.6.5 Очевидно, что упомянутые выше факторы следует принимать во внимание до начала проектирования системы. В процессе проектирования необходимо учитывать следующие параметры:

- допустимые изменения диаметра вдоль всей системы;
- радиус изгиба в случае, когда линия(и) часто меняет(ют) направление;
- средства ориентирования СОД в точке соединения нескольких труб с целью обеспечения заданной траектории;
- обеспечение канала циркуляции флюида и соответствующих клапанов;
- пространство для установки камер запуска/приема СОД на ВС платформы или под водой.

А.11.6.6 Подводные камеры запуска СОД обычно проектируют только для очистки трубопровода, т. е. они не предназначены для пуска автоматизированных дефектоскопов. В таких камерах обычно используются картриджи, содержащие несколько очистных устройств, что делает возможным проводить периодическую очистку трубопровода без привлечения специализированного судна, предназначенного для запуска СОД.

А.11.7 Ремонт внутрипромысловых трубопроводов с помощью гибких труб

В некоторых случаях возможно использование гибких труб для удаления пробок (например, парафина или гидратов) во внутрипромысловых трубопроводах, расположенных в непосредственной близости от главного сооружения.

А.12 Интерфейсы с внутрискважинным и специальным оборудованием на основном сооружении

А.12.1 Общие положения

А.12.1.1 Обычные подводные системы заканчивания имеют ограниченное число физических и функциональных интерфейсов с внутрискважинным оборудованием (например, с управляемыми с поверхности внутрискважин-

ными клапанами-отсекателями и системой закачки химических реагентов в скважину). Однако развитие систем заканчивания скважин ведет к быстрому увеличению количества и сложности интерфейсов между подводной системой управления и внутрискважинным оборудованием.

А.12.1.2 СПД формирует большой объем данных, поступающих от разных контрольных устройств (в том числе от установленных на забое датчиков давления/температуры и многофазных расходомеров). Все это ведет к увеличению требований к подводным системам управления относительно скорости передачи и обработки данных. Кроме того, это влияет на интерфейс с автоматизированной системой управления главного сооружения.

А.12.1.3 Из вышесказанного следует, что инженеры, разрабатывающие системы управления для скважинного оборудования, подводного оборудования и оборудования ВС, уже на ранней стадии должны уделять соответствующее внимание интерфейсам и их эксплуатационным качествам для гарантированной реализации на практике всех проектных возможностей устанавливаемого оборудования.

А.12.1.4 Ниже приведено предварительное руководство по указанным вопросам. Более подробно взаимодействие систем управления скважинным, подводным и надводным оборудованием, объединенных понятием «интеллектуальная скважина», рассматривается в *[12]*.

А.12.1.5 Кроме того, раньше «границей» СПД считался верх добычного райзера на главном сооружении (т. е. технологическое оборудование ВС не считалось частью СПД), сегодня использование оборудования ВС для активной борьбы с образованием пробок привело к появлению еще одного функционального интерфейса, на который следует обращать внимание при проектировании системы.

А.12.2 Управляемые с поверхности внутрискважинные клапаны-отсекатели

А.12.2.1 Для обеспечения требуемой надежности в настоящее время во многих подводных скважинах используются извлекаемые с помощью НКТ управляемые с поверхности клапаны-отсекатели.

А.12.2.2 Схема гидравлического управления клапана-отсекателя в большинстве случаев использует более высокое давление, чем гидравлическая система управления клапанами подводной устьевой арматуры. Этот факт следует учитывать при проектировании ПФА. Например, в устьевой арматуре вертикального типа герметичная область межтрубного пространства вокруг переводника клапана-отсекателя (между основанием блока устьевой арматуры и верхом трубной головки) должна выдерживать полное рабочее давление в гидравлической системе клапана-отсекателя на случай возможной утечки.

А.12.2.3 Может возникнуть необходимость в дополнительных каналах в трубной головке для прохождения линий управления и блокирующих линий спаренных клапанов-отсекателей или компенсационных линий, если этого требует конструкция клапана-отсекателя в случае высокого давления в НКТ. Следует также рассмотреть необходимость использования внутрискважинного предохранительного клапана для межтрубного пространства. Такая конструкция может включать установленный на забое предохранительный клапан межтрубного пространства или клапан-отсекатель, расположенный непосредственно под трубной головкой (для устьевой арматуры вертикального типа). Если забойный предохранительный клапан или клапан-отсекатель устанавливаются в межтрубном пространстве, то требуются дополнительные каналы в трубной головке.

А.12.2.4 Более предпочтительными являются клапаны-отсекатели, которые обеспечивают статическое уплотнение на каждом конце хода поршня в дополнение к динамическому уплотнению поршня, так как подобная конструкция снижает вероятность утечки флюидов из скважины/затрубья в подводную систему управления по мере изнашивания подвижного уплотнения поршня.

А.12.2.5 Если имеются линии для блокировки клапанов-отсекателей в случае выхода из строя основной гидравлической схемы управления, то необходимо уделить особое внимание конструкции этих линий во избежание блокировки клапана за счет термического расширения жидкости в этих линиях при их нагреве добываемым флюидом.

А.12.2.6 При использовании в НКТ двух клапанов-отсекателей основным, как правило, является верхний, так что утечка из скважины в систему управления верхнего клапана-отсекателя может быть исключена нижним клапаном, который используется реже. Аналогично, если отдельный, спускаемый на канате клапан-отсекатель устанавливается в насосно-компрессорной колонне, то его следует располагать ниже клапана-отсекателя, извлекаемого с НКТ.

А.12.2.7 Как правило, клапан-отсекатель следует устанавливать на глубине ниже уровня образования гидратов с учетом геотермального градиента. Если это невозможно, то этому аспекту конструкции скважины следует уделить особое внимание при разработке процедур запуска и остановки скважины.

А.12.2.8 Для скважин с подводным расположением устья следует тщательно проектировать систему клапана-отсекателя (включая соответствующую систему управления), учитывая высокую стоимость операций по его замене/ремонту. По этой причине следует уделять особое внимание применению защищенных от внешних воздействий линий управления, высококачественных защитных устройств для линии управления и фильтров очистки от твердых частиц для гидравлической системы.

А.12.3 Система закачки химических реагентов в скважину

А.12.3.1 Химические реагенты могут закачиваться на забой скважины наряду с реагентами, подаваемыми через устьевую арматуру в поток добываемого флюида, или вместо них. В этом случае реагенты предпочтительнее подавать в НКТ над клапаном-отсекателем. Это позволяет не подвергать риску целостность клапана-отсекателя, который является аварийным изолирующим барьером.

А.12.3.2 В случае, когда точка подачи химреагентов находится ниже клапана-отсекателя, соответствующее оборудование должно быть установлено на забое или на подводной устьевой арматуре для предотвращения попадания скважинного флюида в систему закачки химреагентов и минимизации возможности прохождения потока в обход клапана-отсекателя при извлечении устьевой арматуры в аварийной ситуации. Попадание скважинных флюидов в систему закачки химреагентов может привести к быстрому и непоправимому закупориванию ее линий, поскольку они имеют небольшой диаметр.

А.12.3.3 Следует рассмотреть возможность использования оправки съемного клапана в системе закачки химреагентов, поскольку это упростит изоляцию системы во время операций заканчивания, а также обеспечит возможность использования канатной техники для установки и замены скважинного устройства, обеспечивающего защиту этой системы от попадания скважинного флюида.

А.12.4 Эксплуатационные и пластовые приборы

А.12.4.1 Эксплуатационные приборы могут включать датчики забойного давления и температуры, устройства для измерения характеристик потока из продуктивных пластов, включая расход и плотность флюида, содержание в нем воды, вынос песка, образование отложений и т. д.

А.12.4.2 Пластовые приборы могут включать каротажное оборудование для замера сопротивления, давления и сейсмические датчики, зацементированные за обсадной колонной.

Установка в скважине таких датчиков потребует дополнительных каналов в подводной устьевой арматуре и трубной головке.

А.12.4.3 Может потребоваться модернизация стандартной системы управления добычей, включая шлангокабель и подводные электронные модули, в связи с увеличением потребляемой мощности и необходимостью обеспечения требуемой скорости передачи данных от скважинных датчиков, а также полной реализации возможностей скважинного оборудования.

А.12.4.4 В зависимости от расположения датчиков в скважине может потребоваться установка внутриколонных пакеров с соответствующими проходными отверстиями.

А.12.5 Регуляторы расхода с дистанционным управлением

А.12.5.1 Интеллектуальная система заканчивания скважины может включать различные устройства для регулирования притоков из отдельных интервалов эксплуатационного пласта. Такие устройства могут быть с гидравлической, электрогидравлической или полностью электрической системой управления, поэтому их применение требует наличия дополнительных каналов в подводной устьевой арматуре и трубной головке.

А.12.5.2 При использовании гидравлической системы следует обратить внимание на возможность попадания потока из ствола скважины в гидравлическую систему и минимизации истечения мимо клапана-отсекателя при извлечении устьевой арматуры в аварийной ситуации.

А.12.5.3 Для скважинных регуляторов потока, которые приводятся в действие за счет гидравлической или электрической энергии, следует учитывать требования к энергоснабжению.

А.12.6 Системы управления и связи

А.12.6.1 Широкое применение комплексных устройств контроля в СПД (таких как скважинные датчики давления и температуры, многофазные расходомеры) привело к необходимости совершенствования систем управления и связи для обеспечения возможности передачи, хранения и обработки большого объема получаемых данных.

А.12.6.2 При проектировании СПД следует учитывать требования к информационным интерфейсам во избежание возникновения проблем в каналах передачи данных.

А.12.7 Оборудование для предотвращения образования газожидкостных пробок

А.12.7.1 В настоящее время используются автоматизированные системы регулирования потока, устанавливаемые на главном сооружении, с целью уменьшения проблем, связанных с образованием газожидкостных пробок. Большинство этих систем обеспечивает регулирование давления в основании райзера за счет контрольного клапана, либо использования мини-сепаратора для регулирования расхода жидкости и газа.

А.12.7.2 Так как в ряде случаев газожидкостные пробки приводят к серьезным проблемам в процессе эксплуатации, необходимо провести анализ потенциальной возможности их образования и убедиться, что выбранные методы и устройства обеспечивают необходимый контроль и совместимы с остальной частью системы, включая систему управления технологическими процессами на ВС.

Приложение В
(справочное)

Окраска и маркировка

В.1 Общие положения

В.1.1 Все оборудование СПД, предназначенное для технического обслуживания под водой, должно быть окрашено и маркировано для обеспечения легкой и безошибочной идентификации.

В.1.2 Окраска и маркировка должна способствовать проведению технического обслуживания путем обеспечения следующих возможностей:

- идентификации базовой конструкции и определения ее пространственной ориентации;
- идентификации оборудования, установленного на базовой конструкции, и интерфейса для его обслуживания;
- определения позиции каждой части конструкции относительно всего сооружения;
- определения рабочего положения элементов, например, для соединения — «замкнуто/разомкнуто», для клапана — «открыт/закрыт».

В.1.3 Маркировка должна обеспечивать возможность контроля положения съемных элементов, например, крепежных элементов направляющих и т. д.

Примечание — Для обеспечения безопасности работ следует соблюдать единообразие в аббревиатуре подводного оборудования и соответствующего надводного оборудования для технического обслуживания.

В.1.4 Для обеспечения однозначности понимания и повышения безопасности для оборудования, которое может быть использовано в различных целях, рекомендуется наносить маркировку, обозначающую функции оборудования, на подводные элементы и на систему управления, используя общепринятые сокращения, приведенные в настоящем стандарте.

В.1.5 Если используется специальное расположение клапанов, то их обозначения должны четко определяться в документации.

В.1.6 Если обслуживание выполняется с привлечением водолазов, то покрытия должны иметь глянцевую или полуглянцевую поверхность для улучшения видимости при работе. В случае подключения с помощью ТНПА покрытия должны иметь матовую поверхность. Отражение света фар ТНПА на глянцевой или полуглянцевой поверхности могут вызывать блеск в видеокамерах при низкой освещенности, что приводит к нечеткости изображения или появлению «ореолов» на мониторе.

В.2 Цветовые решения

В.2.1 Основные элементы цветового решения:

- цвет объекта;
- цвет фона;
- цвет переднего плана;
- относительные размеры объекта.

В.2.2 Цвета должны четко различаться на расстоянии не менее 10 м при искусственном освещении с регулируемой интенсивностью и с наибольшей яркостью красной части светового спектра.

В.2.3 Темные и белые цвета не должны применяться на крупных частях конструкции. Следует избегать окрашивания в белый цвет крупных элементов конструкции. Решетки (обеспечивающие сквозной просмотр) должны быть более темными, например, металлического серого цвета (неокрашенные), чтобы исключить отражение света. Не должны применяться оттенки одного цвета или сложно различимые цвета. Выступающие элементы должны быть светлее, чем основной объект и фон.

В.2.4 Элементы, используемые при обслуживании, такие как проушины, подъемные и соединительные элементы, следует окрашивать в оранжевый цвет.

В.2.5 Рабочие штоки ТНПА (такие, как шток клапана или шпиндельная насадка) не следует окрашивать, чтобы обеспечить требуемые зазоры между взаимодействующими элементами.

В.2.6 В данном приложении приведены цвета, необходимые к применению для СПД с указанием эквивалентных кодов RAL.

В.3 Требования к маркировке

В.3.1 Маркировку подразделяют на основную и вспомогательную.

В.3.2 Основную маркировку оборудования выполняют на основных конструктивных элементах и системах, которые необходимо идентифицировать при эксплуатации, монтаже и извлечении. Высота букв при маркировке должна составлять от 170 до 500 мм.

В.3.3 Вспомогательная маркировка выполняется как дополнение к основной маркировке или предназначается для обозначения положения элементов, таких как клапаны, элементы с гидравлическим управлением, ответвления линий для установки сенсорных элементов, датчики и т. д. Высота букв должна составлять от 50 мм (1,969 дюйма) до 150 мм (5,906 дюйма). Допускается использование символов меньшего размера, если технически невозможно соблюдение указанных размеров.

В.3.4 Местоположение идентификационных обозначений не должно мешать проведению работ на оборудовании и обеспечивать минимальный риск повреждения, стирания или срыва самих обозначений.

В.3.5 На постоянно устанавливаемом оборудовании необходимо применять маркировку с защитой от биологического обрастания.

В.3.6 Маркировка мест механического соединения с сооружением, оборудованием или элементами не должна повреждаться при проведении работ.

В.3.7 Маркировочные приспособления не должны крепиться сваркой к трубопроводам. Использование клея должно быть основано на проверенных технологиях и подтверждено испытаниями.

В.3.8 Вся маркировка должна быть четко видимой с расстояния не менее 5 м (16,4 фута) при искусственном освещении даже в условиях мутной воды.

В.3.9 Маркировка должна быть защищена от биологического обрастания и оставаться видимой в течение расчетного срока эксплуатации СПД.

В.3.10 Все инструкции на маркировке должны быть на английском языке.

В.3.11 Все символы, буквы, цифры и т. д. на маркировке должны легко распознаваться, их определение должно приводиться в рабочей документации.

В.4 Маркировка конструкций

В.4.1 Базовую конструкцию следует располагать таким образом, чтобы совпадали обозначения направлений базовой конструкции и буровой установки. При маркировке необходимо использовать следующие сокращения:

- передняя сторона конструкции: FORE;
- правый борт конструкции: STB;
- левый борт конструкции: PORT;
- задняя сторона конструкции: AFT.

В.4.2 С левого и правого бортов на верхней части конструкции должна быть нанесена основная маркировка, обеспечивающая идентификацию всей СПД. Основная идентифицирующая маркировка должна, как минимум, содержать название месторождения, номер(а) блока и название установки.

В.4.3 Надпись FORE на защитной конструкции должна быть ориентирована аналогично направлению надписи FORE на буровой установке. В опорной плите нумерацию проемов (связанных со скважинами) следует начинать с переднего правого угла (FORE-STB) и продолжать нумерацию по часовой стрелке. Нумерация проемов, не связанных со скважинами, начинается со слотов на передней стороне конструкции (FORE) и далее следует по часовой стрелке. Рекомендуется использовать тот же метод при нумерации защитных конструкций.

В.4.4 Маркировка на бортах должна располагаться в верхней и нижней частях конструкции, так чтобы ее было четко видно со стороны. Внутри конструкции маркировка элементов должна размещаться таким образом, чтобы обеспечивать однозначную и легкую ориентацию. Это должно достигаться за счет расположения маркировки на всех вертикальных элементах по периметру (например, слотах). При этом символы должны быть обращены к центру слота.

В.4.5 Маркировка должна располагаться на высоте, удобной для проведения в будущем работ на соответствующих участках конструкции.

В.5 Маркировка направляющих стоек

Нумерация направляющих стоек должна соответствовать предполагаемой ориентации буровой установки и существующей нумерации направляющих канатов, которая начинается с первого переднего правого каната и далее следует по часовой стрелке. Стойки необходимо маркировать черными кольцами, которые располагаются на 200 мм (7,874 дюйма) ниже верха и определяют номер стойки.

На съемные направляющие стойки должны наноситься легко читаемые указатели положения блокирующего механизма, показывающие замкнутое («L») и разомкнутое («U») его положения.

В.6 Маркировка клапанов манифольда

Необходимо установить однозначную нумерацию клапанов, которая обеспечивает легкую идентификацию каждого клапана и его функций. Все клапаны манифольда должны быть отмечены номером «XY», где цифра «X» указывает на то, к какому слоту подсоединяется труба, или какую линию перекрывает клапан. Цифра «Y» обозначает номер клапана в слоте (в случае, если в линии имеется несколько клапанов) и назначение линии.

Каждый клапан должны иметь как минимум одну маркировку, нанесенную непосредственно на видимую часть его с корпуса. Эта маркировка может находиться на опорной пластине, прикрепленной к одному из соединительных фланцев клапана, между корпусом и крышкой или другим ближайшим элементом.

В.7 Маркировка трубной обвязки

Как и для клапанов манифольда, для трубной обвязки должна быть установлена однозначная нумерация. Все трубы (включая эксплуатационные и нагнетательные) между слотами скважин и площадками для подсоединения выкидных линий следует маркировать таким образом, чтобы обеспечивалась идентификация любого трубопровода в соответствии с принятой системой маркировки.

Дополнительно трубная обвязка может маркироваться в любых участках цветными полосками из материала, стойкого к биологическому обрастанию, чтобы способствовать осмотру.

В.8 Маркировка площадок подключения

Маркировка площадки для подключения должна показывать тип подключаемой линии.

Площадки для подключения волоконно-оптических, электрических и/или гидравлических шлангокабелей должны иметь соответствующую маркировку.

Площадки для подключения выкидных линий, линий нагнетания химических реагентов и сервисных линий следует маркировать следующим образом:

- эксплуатационные линии: P;
- трубопровод воды для закачивания: WI;
- трубопровод газа для нагетания: GI;
- линия для испытания: T;
- нагнетание химических реагентов: C;
- нагнетание метанола: M.

В дополнение к буквенному обозначению на каждом раструбе должен быть добавлен номер, соответствующий номеру линии или шлангокабеля.

В.9 Маркировка пандуса

Если предусмотрена установка пандуса, то он должен иметь маркировку, указывающую линию центра площадки для подсоединения выкидных линий. Дополнительно с каждой стороны должны быть линии, указывающие максимально допустимое отклонение от оси.

На пандусе через каждый метр от входного направляющего конуса должны наноситься поперечные линии. Со стороны линий, отмечающих максимально допустимое отклонение, должно быть отмечено суммарное расстояние, что позволяет оператору ТНПА определять оставшееся расстояние при втягивании трубы.

В.10 Маркировка системы подводной устьевой арматуры

Все клапаны (задвижки) подводной устьевой арматуры должны маркироваться как минимум двумя символами для облегчения обзора оператора ТНПА при проведении работ, например, с основной эксплуатационной задвижкой.

Номер должен располагаться на панели клапанов, которые обслуживаются с использованием ТНПА, и обеспечивать однозначную идентификацию подводной устьевой арматуры. Таким же номером должен быть промаркирован коллак подводной устьевой арматуры.

В.11 Маркировка положений

Маркировка положения должна находиться у четко обозначенной соответствующей точки. Точки положения обозначаются посредством следующих символов: «U» — разблокирован, «L» — заблокирован, «O» — открыт, «S» (или «X») — закрыт, «B» — слив.

Расстояние между знаком или меткой маркировки положения и базовой точкой должно быть как можно меньше для снижения влияния визуальных искажений, зависящих от угла обзора с ТНПА. Направление операции должно быть показано стрелкой.

В.12 Маркировка элементов системы управления

В.12.1 Систему управления следует маркировать таким образом, чтобы обеспечить точную идентификацию всех ее элементов. Маркировка должна располагаться с равными интервалами, чтобы обеспечить легкое распознавание всех элементов системы управления.

В.12.2 Блок управления должен маркироваться идентификационным номером как минимум в одном месте. Этот номер должен быть четко виден оператору ТНПА при его приближении к модулю. Высота символа должна быть не менее 100 мм.

В.12.3 Все электрические и гидравлические линии должны иметь маркировку, позволяющую легко идентифицировать каждую линию. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

- каждая отдельная линия должна маркироваться символом для безошибочной идентификации линии и ее функции в месте, наиболее близком к соединительной части;
- линии, входящие на панель клапана, следует маркировать с обеих сторон панели;
- необходимо маркировать съемные направляющие стойки (при наличии) для ДУИ.

В.12.4 На каждую направляющую стойку для ДУИ должна быть нанесена шкала измерения ее уровня, разбитая на деления через 1 м. Отсчет шкалы производится от верхней кромки ловителя направляющей стойки.

Цвета, которые могут быть использованы на разных элементах и оборудовании СПД, представлены в таблице В.1.

Таблица В.1 — Цвета маркировки

Элемент	Черный	Красный	Оранжевый	Желтый[a]	Неокрашен	Белый[a]	Серый
Код окраски: RAL	9017	3000	2004	1004	–	9002	7038
a) Элементы конструкции							
Защитные конструкции	x (текст)	—	—	x	—	—	—
Основание	x (текст)	—	—	x	—	x	—
Направляющие стойки	x (маркировки)	—	—	x	—	x	—
Площадки для подсоединения/пандуса	x (маркировки)	—	—	x (пандусы)	—	x (проходы для водолаза)	—
Аноды или компоненты с Zn- или Al-покрытием	—	—	—	—	x	—	—
Проушины, петли, точки крепления ТНПА и т. д.	—	x[b]	x[b]	—	—	—	—
b) Манифольд							
Конструкция манифольда	—	—	—	x	—	x	—
Трубная обвязка	—	—	—	x	—	x	—
Клапаны манифольда	—	—	—	x	—	x	—
Места приведения в действие клапанов, места крепления/ подключения ТНПА и т. д.	—	—	x	—	—	—	—
c) Система управления							
Корпус модуля управления	—	—	x	—	—	—	—
Шпиндель клапана	—	—	—	—	x	—	—
Положение клапана	x (текст)	—	—	x (фон)	—	x (фон)	—
Оконечные втулки	—	x[b]	x[b]	—	—	—	—
Зажимы оконечных втулок, защитные колпаки и т. д.	—	x[b]	x[b]	—	—	—	—
d) Система управления							
Корпус модуля управления	—	—	x	—	—	—	—
Разъем для присоединения ДУИ	—	—	—	—	x	—	—
Зажим соединителя модуля управления	—	—	—	—	x	—	—
Панели для работы ТНПА	—	—	—	x	—	—	—

Окончание таблицы В.1

Элемент	Черный	Красный	Оранжевый	Желтый[a]	Неокрашен	Белый[a]	Серый
Код окраски. RAL	9017	3000	2004	1004	...	9002	7038
Ручки на клапанах, управляемых ТНПА, места крепления/подключения ТНПА	—	—	x	—	—	—	—
Структура системы распределения	—	—	—	—	—	—	—
e) Системы подводной устьевой арматуры							
Устьевая арматура	—	—	—	x	—	x	—
Трубная обвязка	—	—	—	x	—	x	—
ЗА ПФА	—	—	—	x	—	x	—
Точки приведения в действие клапанов, места крепления/подключения ТНПА и т. д.	—	—	x	—	—	—	—
Шпиндель клапана	—	—	—	—	x	—	—
Положение клапана	x (текст)	—	—	x (фон)	—	x (фон)	—
Оконечные втулки	—	x[b]	x[b]	—	—	—	—
Зажимы оконечных втулок, защитные колпаки и т. д.	—	x[b]	x[b]	—	—	—	—
Позиция при подсоединении/отсоединении или ориентация	x (маркировки)	—	—	x (фон)	—	x (фон)	—
f) ДУИ и заменяемые рамные конструкции							
Стальные сооружения	—	—	x	—	—	—	—
Ручки клапанов, управляемых ТНПА, точки крепления/подключения ТНПА и т. д.	—	—	x	—	—	—	—

[a] Обычно желтый при обслуживании ТНПА и белый при обслуживании водолазом.

[b] В зависимости от требований проекта.

Приложение С
(справочное)

Комплексные испытания системы подводной добычи

С.1 Общие положения

С.1.1 До начала проведения испытаний должна быть разработана и утверждена Программа проведения комплексных испытаний оборудования СПД. Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию следует использовать в качестве руководящих указаний для определения методик испытаний. Тестовые испытания должны подписываться поэтапно в течение каждой испытательной операции.

С.1.2 Каждая процедура и результаты испытаний должны быть задокументированы.

С.1.3 Заказчик может осуществлять контроль и наблюдение за проведением испытаний. Персонал заказчика (эксплуатирующей организации) должен быть обучен методам эксплуатации оборудования СПД.

С.1.4 Подрядчики должны разработать процедуры и контрольные перечни для проверки выполнения требований контракта. Процедуры комплексных испытаний должны по возможности имитировать рабочий режим. Все процедуры комплексных испытаний следует согласовать с компанией до начала испытаний. В процедуры испытаний необходимо включать определенные приемочные критерии.

С.1.5 Рекомендуется проводить фотосъемку и вести видеозапись испытаний, с целью использования при диагностики оборудования после его установки под водой.

С.1.6 Рекомендуются следующие стадии комплексных испытаний:

- проверка оборудования на месте получения;
- наземные испытания;
- испытания на мелководье;
- глубоководные испытания.

С.2 Проверка оборудования на месте получения

С.2.1 Целью испытания оборудования на месте его получения является подтверждение отсутствия повреждений и удовлетворительной работы после ее доставки. Проверка на месте не предусматривает повторение программы приемо-сдаточных испытаний изготовителя.

С.2.2 Программа испытания оборудования на месте получения включает процедуры и методы работы с оборудованием, а также инструменты, оборудование, материалы и другие компоненты, необходимые для проведения испытаний на месте.

С.2.3 К испытаниям оборудования на месте получения следует отнести:

- распаковку, сборку и проверку оборудования и систем;
- проверку чистоты рабочей жидкости гидравлической системы;
- проверку всех механических и гидравлических функций. При этом для модуля управления все необходимые команды следует передавать с испытательного компьютера, а соответствующие ответы и действия контролировать.

С.2.4 Испытание на месте получения относится ко всему оборудованию, включая арендованное, которое прибывает на место проведения комплексных испытаний или другое место.

С.3 Наземные испытания

Наземные испытания следует разделить:

- на испытание подсистем;
- испытание системы;
- испытание на взаимозаменяемость.

С.4 Испытание подсистем

С.4.1 Испытания подсистем проводятся путем разделения СПД на подсистемы, испытания которых можно проводить одновременно. Такое разделение облегчает выявление неполадок.

С.4.2 Испытание подсистем заключается в создании экстремальных ситуаций, в которых может оказаться испытуемое оборудование во время эксплуатации, включая пониженное давление в гидравлической системе, пониженное напряжение электропитания и т. д. Цель испытания — выявить «запасы надежности системы».

С.4.3 Испытание подсистем можно разделить на следующие действия:

- проверка устьевой арматуры с использованием системы управления добычей.

Примечание — Устьевую арматуру следует установить на испытательный стенд, обеспечивающий подачу давления в основной канал и в затрубное пространство, подсоединение управляемого с поверхности клапана-отсекателя и, по возможности, подсоединение внутрискважинных датчиков. Для проведения этого испытания требуются персональный компьютер и гидравлическая силовая установка;

- испытание ПФА, нижнего блока райзера, инструмента для установки ПФА, с использованием для этого системы управления ремонтом скважины, следует выполнять аналогично проверке устьевой арматуры с использованием системы контроля и управления добычей;
- испытание системы управления добычей.

Примечание — Испытание проводят для проверки работоспособности системы управления добычей (всех скважин), сбора данных и аварийного останова. Испытания могут выполняться с применением симуляторов;

- испытание систем обслуживания подводного оборудования.

Примечание — Испытание проводят для функциональной проверки компонентов системы обслуживания подводного оборудования (например, ДУИ), в том числе приспособлений для ремонта с использованием ТНПА.

Испытания рассматриваются как этап между заводскими приемо-сдаточными испытаниями отдельного оборудования СПД и общим испытанием СПД.

С.5 Комплексные испытания системы подводной добычи

С.5.1 Целью испытаний является моделирование всех морских операций в той степени, которая может быть воспроизведена на суше, и провёрка всего подводного оборудования СПД. При этом следует рассмотреть все вопросы, относящиеся к техническому обслуживанию и ремонту.

С.5.2 Должны быть проведены следующие испытания:

- спуск и извлечение трубной головки;
- спуск и извлечение ПФА с полной компоновкой, необходимой для установки (колпак ПФА, нижний блок райзера, приспособлений для спуска и т. д.);
- проверка соединений для всей рабочей схемы, например, между устьевой арматурой и манифольдом;
- функциональное испытание устьевой арматуры с использованием системы управления ремонтом скважины;
- спуск и извлечение контрольного модуля, штуцеров ПФА, встроенных клапанов и т. д.;
- подтягивание и присоединение шлангокабеля (гидравлических линий, линий химических реагентов и электрических разъемов) и внутрипромысловых трубопроводов;
- проверка допусков системы манифольда после повторной установки (если применимо);
- функциональное испытание устьевой арматуры с использованием системы контроля и управления добычей;
- испытания проведения сервисных работ;
- верификация макетов (если применимо).

С.5.3 В ходе проведения указанных испытаний важно проверить функционирование ручного управления. Целью испытания процедур технического обслуживания является проверка интерфейсов и функций ТНПА и ДУИ, их технической оснастки. Кроме того, она включает проверку работы люков, возможности замены направляющих стоек и механических соединителей, а также проверку интерфейса и функционирования всех комплектующих изделий.

С.5.4 Целью проверки макетов конструкций является подтверждение их соответствия реальному исполнению.

С.6 Испытание на взаимозаменяемость

Испытание на взаимозаменяемость проводят для всех поставляемых систем, т. е. для устьевой арматуры, модуля управления и т. д. Целью этого испытания является проверка взаимозаменяемости устьевой арматуры на слотах, связанных со скважинами, колпаков и блоков управления на устьевой арматуре, систем манифольда и другого оборудования в случае необходимости. Так как испытание всех комбинаций является нецелесообразным, то необходимо разработать систему испытаний. Для проверки взаимозаменяемости устьевой арматуры может быть использован специально построенный испытательный стенд, моделирующий слот скважины на опорной плите.

С.7 Испытание на мелководье

С.7.1 На этапах установки СПД, заканчивания скважины и эксплуатационных испытаний большое значение для реализации проекта имеют надежные погрузочно-разгрузочные системы буровой установки и наличие подготовленного персонала. Основным результатом испытания на мелководье является оптимизация монтажных процедур и ознакомление персонала, работающего в морских условиях, с оборудованием, включая спускоподъемные системы, обеспечивающим эффективность и безопасность работ при дальнейшей эксплуатации подводных добычных скважин.

С.7.2 Дополнительные испытания на мелководье могут проводиться с использованием макета установки.

С.7.3 Необходимо выполнить следующие испытания:

- спуск и извлечение трубной головки;
- спуск и извлечение ПФА с тестированием полной компоновки, необходимой для ее установки;
- соединение устьевой арматуры и манифольда;
- спуск и извлечение контрольного модуля, штуцеров ПФА, встроенных клапанов и т. д.;

- подтягивание и присоединение шлангокабеля и внутрипромыслового трубопровода;
- функциональное испытание устьевой арматуры с помощью системы управления капитальным ремонтом скважины;
- функциональное испытание устьевой арматуры с использованием системы контроля и управления добычей;
- спуск ДУИ;
- сопряжение, доступность для осмотра и функциональные испытания, выполняемые ТНПА, включая монтажные работы;
- проверка на работоспособность резьбовых соединений райзера для ремонта при действии динамических нагрузок и во время спускоподъемных операций.

С.7.4 С эксплуатационной точки зрения крайне важно на этой стадии проверить все дублирующие системы, включая системы ручного управления, для приобретения опыта работы в таком режиме. Тест на мелководье выполняется только для одной системы.

С.7.5 Отработку всех новых операций с использованием ТНПА и ДУИ следует проводить с реальными аппаратами и на реальном подводном оборудовании. Соответствующие испытания следует проводить в темноте при свете прожекторов ТНПА.

С.8 Глубоководные испытания

Глубоководные испытания следует проводить для систем, использующих впервые разработанное оборудование.

С.9 Заключительные испытания

После проведения комплексных испытаний до начала монтажных работ необходимо выполнить следующие работы:

- провести процедуры технического обслуживания (проверка соответствия и качества);
- при необходимости провести модификацию оборудования и повторение отдельных испытаний;
- обновить необходимые компоненты;
- провести консервацию;
- внести изменения в документацию по результатам испытаний;
- подготовить оборудование к транспортированию и доставке.

С.10 Испытательное оборудование

Испытательное оборудование, используемое при комплексных испытаниях, должно удовлетворять следующим требованиям:

- грузоподъемное оборудование должно быть испытано на спускоподъемные операции и монтаж устьевой арматуры и соответствующего оборудования (такого, как ПФА, нижний блок райзера, устройство для установки устьевой арматуры, защитный колпак ПФА, испытательная рама, спускные приспособления и т. д.);
- оборудование должно быть чистым, не использоваться для операций, не связанных с проводимыми испытаниями, а также любых операций с образованием пыли, включая шлифовку, и обеспечивать возможность промывки;
- обеспечивать возможность испытаний системы контроля и управления добычей, в состав которой входят компьютерные модули;
- помещения должны быть пригодными для хранения оборудования;
- при возможности, мелководные испытания следует проводить на ровном участке морского дна, подходящем для установки макета опорной плиты. Этот участок должен располагаться вблизи береговых сооружений для минимизации длины шлангокабеля, используемого при испытаниях;
- глубина воды на месте проведения мелководного испытания должна обеспечивать проведение всех требуемых операций;
- выбранный участок морского дна должен быть пригодным для операций по подтягиванию внутрипромыслового трубопровода и шлангокабеля;
- испытания на мелководье должны проходить с привлечением соответствующего судна или средств, моделирующих работу буровой установки;
- место комплексных испытаний должно быть обеспечено офисным оборудованием.

Приложение D
(справочное)

Типовые процедуры ввода в эксплуатацию

D.1 Примеры мероприятий по вводу в эксплуатацию

D.1.1 Пример 1 — Процедура пуска подводной скважины (с типичными параметрами)

Исходное положение: все дистанционно управляемые клапаны закрыты (при использовании устьевой арматуры вертикального типа). Давление в стволе скважины контролируется с помощью системы управления добычей и составляет 17 МПа, давление в линии нагнетания метанола до 7 МПа, давление между главной эксплуатационной задвижкой и дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель составляет приблизительно 18 МПа, давление в закрытой скважине — 18 МПа; выкидные линии рассчитаны на давление до 18 МПа.

Операции пуска выполняются в следующем порядке:

a) запускается насос нагнетания метанола и устанавливается заданное значение давления 7 МПа. Открывается верхний отсекающий клапан для подачи метанола в линию нагнетания;

b) давление подачи метанола доводится до 18 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на клапане для дозированного введения метанола;

c) открывается клапан для дозированного введения метанола;

d) давление подачи метанола доводится до 18 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на главной эксплуатационной задвижке;

e) открывается главная задвижка эксплуатационной линии;

f) давление подачи метанола доводится до 20 МПа для закачки метанола в продуктивный пласт. Проводится текущий контроль восстановления давления в стволе скважины. После стабилизации давления метанол нагнетается в продуктивный пласт через дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель;

g) открывается дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель;

h) в скважину нагнетается необходимое количество метанола;

i) проверяется давление в выкидной линии, которое должно составлять 18 МПа для снижения перепада давления на эксплуатационной задвижке отводящей линии;

j) открывается эксплуатационная задвижка на отводящей линии;

k) открываются отсекающие задвижки на платформе;

l) открывается штуцер на платформе. Далее необходимо руководствоваться процедурой «увеличения дебита скважины» путем изменения диаметра штуцера;

m) регулируется расход метанола до эксплуатационного значения;

n) контролируется повышение температуры в скважине;

o) нагнетание метанола останавливается закрытием клапана подачи метанола после того, как температура входящего потока углеводородов на штуцере платформы станет выше температуры образования гидратов.

Процедура должна быть утверждена после успешно проведенных испытаний.

D.1.2 Пример 2 — Порядок испытания на герметичность главной эксплуатационной задвижки

Исходное положение: все дистанционно управляемые клапаны закрыты, нижняя устьевая задвижка открыта. Давление в стволе скважины контролируется системой управления добычей и составляет 17 МПа, давление в линии нагнетания метанола составляет 7 МПа, давление между главной эксплуатационной задвижкой и дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель составляет приблизительно 10 МПа; давление в закрытой скважине — 18 МПа.

Типовая проверка на герметичность выполняется следующим образом:

a) запускается насос нагнетания метанола и устанавливается заданное значение давления — 7 МПа. Открывается верхний отсекающий клапан для направления метанола в линию;

b) давление подачи метанола доводится до 17 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на клапане нагнетания метанола;

c) открывается клапан подачи метанола;

d) отключается насос и производится стравливание метанола до достижения давления в линии нагнетания 10 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на главной эксплуатационной задвижке;

e) открывается главная эксплуатационная задвижка;

f) регулируется давление подачи метанола до 10 МПа и открывается верхний изолирующий вентиль;

g) давление подачи метанола доводится до 20 МПа и осуществляется текущий контроль восстановления давления в стволе скважины. Когда давление установится на отметке 18 МПа, производится нагнетание метанола в продуктивный пласт через дистанционно управляемый скважинный клапан-отсекатель. Нагнетание останавливается при прекращении роста давления;

h) закрывается эксплуатационная задвижка на отводящей линии;

i) уменьшается давление в линии нагнетания метанола до 13 МПа, чтобы получить перепад давления на главной эксплуатационной задвижке до 5 МПа (примерное значение);

j) закрывается клапан подачи метанола и проводится контроль восстановления давления в скважине в течение 4 мин.

D.2 Поверка датчиков, устанавливаемых в затрубном пространстве, в стволе скважины и на забое

Поверку проводят для подтверждения достоверности данных, включая давление в стволе скважины и затрубном пространстве, а также параметров давления/температуры на забое, передаваемых на блок управления подводным оборудованием, установленный на платформе.

Для проведения проверки необходимо контролировать следующие системы:

- подводную устьевую арматуру;
- систему распределения;
- подводный модуль управления;
- гидравлическую силовую установку;
- блок управления подводным оборудованием, установленный на платформе;
- систему нагнетания метанола;
- систему снижения давления в затрубном пространстве.

Испытания считаются пройденными в случае успешного выполнения следующих операций:

- на блоке управления подводным оборудованием, установленном на платформе, получены величины давления в стволе скважины и затрубном пространстве не менее чем при трех уровнях давления (низкое, среднее и высокое), и проведено сравнение полученных значений с расчетными;
- проведено сравнение забойных параметров с проектными значениями.

D.3 Пусковые работы

Пуск СПД можно разделить на следующие этапы:

- испытание на герметичность управляемого с поверхности клапана-отсекателя;
- испытание клапана-отсекателя на соответствие техническим характеристикам;
- пуск скважины.

Эти действия следует выполнять в ходе одной операции.

D.4 Испытание на герметичность и соответствие техническим характеристикам управляемого с поверхности клапана-отсекателя

Данное испытание проводится для подтверждения соответствия объема утечки через клапан-отсекатель расчетным пределам и проверки работоспособности клапана-отсекателя (переход в закрытое/открытое состояние).

Типовая процедура испытания дистанционно управляемого скважинного клапана-отсекателя на герметичность и соответствие техническим характеристикам состоит из следующих действий:

Исходное состояние: закрыты все дистанционно управляемые клапаны. Давление в стволе скважины контролируется с помощью системы управления добычей и составляет 17 МПа, в линии нагнетания метанола создается давление 7 МПа; давление между главной эксплуатационной задвижкой и дистанционно управляемым скважинным клапаном-отсекателем составляет приблизительно 18 МПа.

a) запускается насос нагнетания метанола и устанавливается заданное значение давления — 7 МПа. Открывается верхний отсекающий клапан для направления метанола в линию;

b) давление подачи метанола доводится до 17 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на клапане подачи метанола;

c) открывается клапан впрыска метанола;

d) давление подачи метанола доводится до 18 МПа, чтобы свести к минимуму перепад давления на главной эксплуатационной задвижке;

e) открывается главная эксплуатационная задвижка;

f) давление подачи метанола доводится до 20 МПа для закачивания метанола в продуктивный пласт. После стабилизации давления в скважине необходимо уменьшить расход метанола до минимума (150 литров/час);

g) открывается клапан-отсекатель (для испытания на соответствие техническим характеристикам). В системе управления добычей проверяется наличие соответствующего сигнала;

h) закрывается клапан-отсекатель (при испытаниях на соответствие техническим характеристикам). В системе управления добычей проверяется наличие соответствующего сигнала;

i) для получения перепада давления на клапане-отсекателе давление в линии нагнетания метанола снижается до 11 МПа. Величина перепада давления может составлять, например, 7 МПа;

j) закрывается клапан подачи метанола и проводится контроль восстановления давления в скважине в течение 30 мин;

k) закрывается главная эксплуатационная задвижка или продолжается процедура пуска.

D.5 Документация

На этапе предварительного и окончательного ввода в эксплуатацию ведется специальный журнал, в который ежедневно следует записывать сведения о проведенных операциях.

Специальные проектные процедуры разрабатывают на ранней стадии реализации проекта (до подписания контракта с подрядчиком). Испытание процессов подключения и заводские испытания должны соответствовать общим процедурам ввода в эксплуатацию. Это позволит обеспечить непрерывность процедур на всех стадиях проекта, а персоналу получить опыт, который будет использован в последующей деятельности. Такая концепция облегчает совершенствование процедур предварительного и окончательного ввода в эксплуатацию на основе опыта заводских и комплексных испытаний.

Приложение Е
(справочное)

Рабочая документация

Е.1 Общие положения

В этом приложении представлена информация, которая требуется на этапе эксплуатации. Главная задача заключается в определении необходимой информации, достаточной для обеспечения безопасной, эффективной и рациональной эксплуатации и технического обслуживания установки.

После завершения строительства вся информация должна быть обновлена и доступна в электронном виде.

Е.2 Проектная документация и руководство по эксплуатации

Проектная документация и руководство по эксплуатации системы должны содержать достаточно информации для определения проектных параметров системы. Документация должна содержать:

- описание системы с указанием соответствующих чертежей;
- эксплуатационные параметры и ограничения;
- состав среды;
- выбор материалов;
- описание коррозионных условий;
- основание выбора и использования ингибиторов коррозии;
- расположение точек нагнетания;
- расположение точек отбора проб для анализа;
- места для расположения систем антикоррозионной защиты;
- зоны трубной обвязки и катушки, находящиеся под значительной нагрузкой и требующие дополнительного обследования. При этом должны быть приведены соответствующие расчеты и графики напряжений.

Документация подразделяется на проектную документацию и руководство по эксплуатации.

Предпочтительнее использовать стандартное руководство по эксплуатации, предоставляемое поставщиком. Если поставщик не предоставляет указанное руководство пользователя, то его следует подготовить.

Е.3 Документация на изготовление и испытания

Е.3.1 Общие положения

Документация на изготовление и испытание требуется для подтверждения того, что конструкции, оборудование, материалы, изготовленные системы и модули соответствуют установленным нормам и заданным требованиям. Указанная документация включает документы на строительство, изготовление и испытания, отчетную документацию и документацию для сертификации.

Документация на изготовление и испытание должна быть подготовлена в соответствии с требованиями данного приложения для предоставления пользователю всей информации, необходимой на этапе эксплуатации.

Е.3.2 Документы соответствия

Исполнитель/поставщик должен подтвердить соответствие контрактным требованиям на проектирование, изготовление и испытания, а также указать на все несоответствия.

Е.3.3 Документация на испытания материалов, контроль сварных швов и неразрушающий контроль

Эксплуатационная документация должна включать сертификаты или содержать ссылки на спецификации использованных материалов. Документы должны быть сгруппированы и пронумерованы в соответствии с типом и параметрами каждого материала. Таким образом, обеспечивается прослеживаемость материалов.

Документация на испытание сварных швов и неразрушающий контроль должна вестись в соответствии с внутренней системой исполнителя/поставщика, поскольку она не является эксплуатационной.

Е.3.4 Перечень сертификатов

Перечень сертификатов следует составлять с указанием модели/типа/производителя и с указанием названия испытательной лаборатории. В список следует включать следующие сертификаты:

- сертификаты на спускоподъемные операции;
- поверочные сертификаты;
- паспорта на рабочие клапаны;
- сертификаты на ремонтное оборудование;
- сертификат об утверждении типа;
- свидетельства о гидравлических испытаниях.

Сертификаты должны предъявляться по запросу заказчика.

Сертификаты на спускоподъемные операции являются сопроводительной документацией оборудования и необходимы при проведении спускоподъемных операций с использованием этого оборудования.

Е.3.5 Сертификация и подтверждение соответствия третьей стороной

Подтверждение соответствия и сертификация третьей стороной проводится в случае, если этого требует заказчик или уполномоченные организации.

Е.3.6 Пояснительная записка

При необходимости должна быть подготовлена пояснительная записка, содержащая краткое описание установки, а также краткие сведения о критериях приемки и условиях ввода установки в эксплуатацию, о работах по инспекции и техническому обслуживанию установки в течение срока ее эксплуатации.

Е.3.7 Указательные таблички (бирки)

Все элементы изделия, независимо от типа, должны быть снабжены указательными табличками (бирками), содержащими необходимую информацию об изделии. Должна быть представлена следующая информация:

- код изделия;
- функциональное назначение;
- код места расположения;
- отрасль («заказчик»).

Вышеупомянутые позиции должны содержать сведения:

- о производителе;
- модели/типе;
- серийных номерах элементов;
- спецификации деталей с кодами идентификации этих деталей;
- резервных разъемах и жилах проводов;
- пожарной классификации зоны.

Чтобы повысить эффективность контроля и обеспечить обновление соответствующей информации, проектные документы должны содержать перекрестные ссылки на все связанные маркированные области.

Следует включить следующую информацию:

- документ;
- перекрестная ссылка на маркировку;
- номер документа в соответствии с системой кодирования;
- код маркировки.

Е.3.8 Охрана труда, защита окружающей среды и техника безопасности

Сведения по охране труда, защите окружающей среды и технике безопасности должны быть представлены для всей установки в соответствии с национальными стандартами.

Е.3.9 Сведения о массе

Информация о массе установки должна представляться в соответствии с техническими условиями на взвешивание основных узлов, спецификациями поставщика и результатами взвешивания основной системы и оборудования.

Е.4 Фотографии оборудования

Е.4.1 Общие положения

Фото- или видеодокументация оформляется на СПД в целом и используется в качестве справочной информации при планировании, выполнении операций по установке СПД и ее техническом обслуживании.

Ко времени проведения фотосъемки все строительные работы, маркировка и окрашивание должны быть завершены, а подмостки, крышки, ленты и т. д. убраны.

На фотодокументах допускаются незначительные модификации при условии, что они описаны в тексте и показаны на фото. Фотографии деталей могут быть сделаны на стадии строительства при условии, что фотографируемые детали четко видны и не будут изменяться на последующих стадиях.

Вся подготовленная фото- или видеодокументация должна быть доступна для ознакомления при вводе в эксплуатацию и пуске системы, а также на стадии эксплуатации.

Е.4.2 Фотосъемка

Е.4.2.1 Порядок проведения/элементы

Фотосъемки СПД, за исключением внутрипромысловых трубопроводов и шлангокабелей, должны как минимум включать:

- донное основание и систему манифольда;
- систему управления добычей;
- ПФА;
- систему соединения оборудования.

Е.4.2.2 Общие рекомендации

Фотосъемку следует проводить таким образом, чтобы ее результаты могли быть использованы при планировании и выполнении операций по техническому обслуживанию.

Фотосъемка должна охватывать оборудование, обслуживаемое с помощью ТНПА, включать фотографии общего плана, компоновки всех конструкций/манифольдов с разных позиций и углов, элементов модулей, уделяя внимание деталям, например, муфтам, фланцам, соединениям, фитингам и элементам подключения, например, интерфейсам клапанов для ТНПА.

Модули следует фотографировать отдельно и после их соединения с другими модулями.

Съемные решетки/защитные крышки и т. д. следует снимать или открывать для получения фотографий расположенных внутри элементов, таких как трубная обвязка, опоры труб и изолирующие клапаны.

Е.4.3 Видеосъемка

Видеосъемку следует применять в дополнение к фотографиям для подготовки персонала ТНПА, планирования и проведения сервисных операций. Видеосъемка должна иллюстрировать основные принципы и методы сервисных операций, зоны доступа ТНПА и инструментов, расположение интерфейсов.

Материалы видеосъемки должны храниться без какого-либо редактирования. Последующие изменения следует осуществлять путем добавления в видеозапись индекса времени.

Видеосъемку следует применять также для планирования и проведения инспекций, моделируя перемещения ТНПА относительно соответствующих рабочих поверхностей модулей.

Видеосъемка должна охватывать следующие сервисные операции:

- эксплуатация и замена/установка люков;
- подтягивание для выполнения соединений;
- операции, выполняемые торцевым инструментом, инструментом для вращения, переключение клапанов;
- зоны манифольда с интерфейсами для инструментов ТНПА;
- маршрут подхода ТНПА для осмотра трубной обвязки манифольда, конструкционных элементов и т. д.;
- маршрут подхода ТНПА для осмотра устьевой арматуры и т. д.;
- кабельные лотки для прокладки электрических резервных кабелей.

Демонстрация этих операций должна осуществляться без использования ТНПА.

Приложение F
(справочное)

Формы записи данных

В настоящем приложении даны примеры формы записи данных для СПД.

Следует заключить соглашение относительно того, где (у оператора или у поставщика) и как долго будут храниться эти документы.

Представлены следующие формы:

- форма записи данных для СПД F1: Общие данные о месторождении;
- форма записи данных для СПД F2: Требования к добыче/управлению пластом;
- форма записи данных для СПД F3: Эксплуатационные режимы;
- форма записи данных для СПД F4: Подводные конструкции;
- форма записи данных для СПД F5: Нагрузки от падающих предметов и орудий рыболовного промысла.

Форма F1 — Общие данные о месторождении

МЕСТОРОЖДЕНИЕ				**Страница 1 и 2**
НАЗВАНИЕ: Общие данные о месторождении				
Местоположение:			Количество скважин	
Глубина воды:			Добыча:	
Расчетный ресурс:			Закачка:	
			Демонтаж (требования)	
РАСЧЕТНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПРОМЫСЛА:			Макс.	Мин.
Добыча нефти	$м^3$/сут			
Добыча воды	$м^3$/сут			
Общая добыча жидкости	$м^3$/сут			
Закачка воды	$м^3$/сут			
Добыча газа	10^6 $м^3$/сут			
Закачка газа	10^6 $м^3$/сут			
Максимальное давление на входе	МПа			
РАСЧЕТНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ, ОТДЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ:				
Эксплуатационные скважины	$м^3$/сут			
Скважины для закачки воды	$м^3$/сут			
Скважины для закачки газа	$м^3$/сут			
Максимальная температура потока на устье при эксплуатации	°С			
Максимальная температура потока на устье при закачке	°С			
Максимальное давление на устье при глушении скважины	МПа			
Максимальное давление на устье при закачке	МПа			
Максимальное давление на устье во время эксплуатации	МПа			
Минимальное давление на устье во время эксплуатации	МПа			
Макимальное давление на устье закрытой скважины	МПа			
Требования к защите				
Падающие предметы				
Схема промысла:				

МЕСТОРОЖДЕНИЕ				Страница 2 и 2
НАЗВАНИЕ: Общие данные о месторождении				
ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА				
			Макс.	Мин.
Температура пласта, °С				
Пластовое давление, МПа				
Газовый фактор, $м^3/м^3$				
Содержание H_2S, % в свободном газе при начале кипения				
Содержание HCO_3, % в свободном газе при начале кипения				
Содержание воды, %				
Усредненный компонетный состав пластовой продукции одноступенчатой сепарации				
Другие				
ПЛАСТОВАЯ ВОДА, СОСТАВ				
Катионы, мг/л			Анионы, мг/л	
Барий, Ba^{2+}			Хлорид, Cl^{1-}	
Кальций, Ca^{2+}			Сульфат, SO_4^{2-}	
Железо, $Fe^{2+/3+}$			Карбонат, CO_3^{2-}	
Калий, K^{1+}			Бикарбонат, HCO_3^-	
Магний, Mg^{2+}				
Натрий, Na^{1+}				
Стронций, Sr^{2+}				
Цинк, Zn^{2+}				
Ртуть, $Hg^{1+/2+}$				
Другие свойства				
pH при 20 °С и 101,3 кПа				
pH при пластовых условиях				
Плотность при 20 °С				

Форма F2 — Требования к добыче/управлению пластом

МЕСТОРОЖДЕНИЕ					
НАЗВАНИЕ: Требования к добыче/управлению пластом					
Расчетные данные системы закачки химических реагентов					
Реагенты	**Номинал**	**Линии закачки**	**Точки закачки**	**Расчетное давление, МПа**	**Ссылка**
Метанол					
Ингибитор коррозии					
Ингибитор солеотложений					
Ингибитор асфальтено-парафиновых отложений					
Деэмульгатор					
Сбор данных и испытание скважины/требования					
Датчики	**Эксплуатационные скважины**	**Нагнетательные скважины**	**Точность параметра**	**Замечания**	
Датчик давления на устье скважины					
Датчик температуры на устье скважины					
Датчик давления на забое					
Датчик температуры на забое					
Датчик обнаружения утечки углеводородов					
Датчик обнаружения выноса песка					
3-фазный расходомер					
Другие					
Регулируемые штуцеры					
Опробование скважины					
Отбор проб из скважины					
Шаг каротажа в эксплуатационных скважинах					
Шаг каротажа в обсаженном стволе скважины					
Диаметр каротажного кабеля					
Требования к талевому канату/диаметр каната					
Требования к гибким трубам/диаметр					
Отбор керна					

Форма F3 — Эксплуатационные режимы

МЕСТОРОЖДЕНИЕ			
НАЗВАНИЕ: Эксплуатационные режимы			
Требования к транспортированию/методы/ограничения (максимальная масса/максимальный габарит)			
Период повторения штормов:	годы		
Монтаж, демонтаж			**Ссылки**
Характерная высота волны	м (ft)		
Диапазон (значений) периода спектрального пика	Секунд (s)		
Скорость течения (усредненная)	м/с (ft/s)		
Скорость ветра, средняя за 1 час, 10 м (32,8 фт) над уровнем моря	МПа (psi)		
Эксплуатация			
Характерная высота волны	м (ft)		
Диапазон (значений) периода спектрального пика	секунд (s)		
Скорость течения (у морского дна)	м/с (ft/s)		
Скорость течения (работа люков)	м/с (ft/s)		
Ледовая обстановка			
Экзарация морского дна	м		
Проникновение света:			
Состояния грунта:			

Форма F4 — Подводные конструкции

МЕСТОРОЖДЕНИЕ	
НАЗВАНИЕ: Подводные конструкции	
	Матрица нагрузок для определения соответствующей нагрузки
Изготовление	
Хранение	
Проведение испытаний	
Погрузка	
Монтаж	
Транспортирование	
Спускоподъемные операции на берегу	
Спускоподъемные операции в морских условиях над поверхностью воды	
Спускоподъемные операции при погружении	
Спускоподъемные операции при установке на дно	
Спускоподъемные операции при корректировке положения	
Заглубление/выравнивание	
Забивка свай	
Подтягивание и подсоединение внутрипромысловых трубопроводов	
Испытание и ввод в эксплуатацию	
Эксплуатация	
Бурение	
Нагрузки при обслуживании	
Нагрузки при подключении скважин	
Нагрузки от оползней	
Нагрузки от окружающей среды	
Сейсмические нагрузки	
Нагрузки от осаждения осадка	
Нагрузки от орудий рыболовного промысла	
Падающие предметы	
Демонтаж	

Форма F5 — Нагрузки от падающих предметов и орудий рыболовного промысла

МЕСТОРОЖДЕНИЕ			
НАЗВАНИЕ: Нагрузки от падающих предметов и орудий рыболовного промысла			
Следует учитывать следующие непредвиденные нагрузки от падающих предметов и орудий рыболовного промысла: Ударные нагрузки от падающих предметов следует рассчитывать по пределу текучести. Нагрузку от воздействия предметов, которые перемещаются над конструкцией, следует использовать в качестве исходной расчетной нагрузки. В качестве альтернативы можно использовать следующие нагрузки:			
Группа	**Энергия удара**	**Участок удара**	**Диаметр предмета**
1 Конструкции на несколько скважин	50 кДж	Точечная нагрузка	700 мм
	5 кДж	Точечная нагрузка	100 мм
2 Другие конструкции	20 кДж	Точечная нагрузка	500 мм
	5 кДж	Точечная нагрузка	100 мм
Орудия рыболовного промысла			
Тип расчетной нагрузки	**Расчетная нагрузка**		
Трение трала	2 × 200 кН	Горизонтально 0—20°	Величина предела прочности
Движение крыла трала с натягиванием	300 кН	Горизонтально 0—20°	Величина предела прочности
Удар тралом	13 кДж		Величина предела прочности
Зацепление трала	600 кН	Горизонтально 0—20°	Величина предела текучести (если трал проходит без зацепа)
Зацеп донным тросом трала	1000 кН	Горизонтально 0—20°	Величина предела текучести (если трал проходит без зацепа)
Зацеп тралом внутрипромыслового трубопровода	600 кН		Величина предела текучести (если трал проходит без зацепа)
БАЗИС — НАГРУЗКИ ОТ ДРУГИХ ОРУДИЙ ТРАЛОВОГО ЛОВА			

Соответствующие нагрузки и их комбинации определяются для конкретного проекта при проектировании.

Приложение G
(справочное)

Конструктивные элементы, технологические клапаны и трубная обвязка

G.1 Рекомендации к проектированию конструкций

Для конструкций, которые могут подвергнуться воздействию трала, применимы следующие рекомендации:

a) защитная конструкция должна отклонять все орудия рыболовного промысла;

b) вертикальные углы конструкции не должны превышать 58 ° от горизонтали для отклонения трала и его троса от защитной конструкции;

c) для исключения зацепления ваером или донным тросом рыболовного трала углы, уступы и аналогичные элементы должны быть заглублены в грунт. Следует проанализировать влияние допусков при монтаже и возможного размыва;

d) общая геометрия конструкции и размер отверстий должны предотвращать попадание в них траловых досок;

e) если имеются элементы жесткости на вертикальных поверхностях, то они должны располагаться на расстоянии, предотвращающем попадание и закручивание оснастки трала, но не ограничивающем доступ к подводной конструкции при техническом обслуживании;

f) все выступы следует проектировать с учетом предотвращения зацепов сетей;

g) все наружные элементы, не являющиеся частью закрытой защитной конструкции, должны иметь радиус не менее 250 мм.

Зацепление следует рассматривать как нештатную ситуацию (с оценкой состояния по пределу текучести), тогда как нагрузки, вызванные скольжением и ударами трала, следует считать рабочими (с оценкой состояния по пределу прочности), если частота возникновения этих событий не позволяет считать их выходящими за рамки нормальной работы.

Модельные испытания можно использовать для документального обоснования небольших нагрузок. Кроме того, следует принимать во внимание нагрузки от бим-тралов для районов, где используются такие орудия лова.

Если результаты модельных испытаний с оценкой геометрической формы показывают, что прохождение трала осуществляется без зацепления, то возможность зацепления подводной конструкции крылом и донным тросом трала, а также зацепление крылом трала выкидных линий можно не учитывать.

При проведении модельных испытаний следует исследовать процесс прохождения трала по конструкции и дать количественную оценку возникающим при этом нагрузкам. При проведении испытаний необходимо моделировать, как минимум следующие параметры:

- тип трала (оттертрал, бим-трал и т. д.);
- скорость траления;
- глубину воды;
- трение о дно и конструкцию;
- длину, жесткость и угол тросов;
- прочность на разрыв тросов, бобин и донного троса.

Процедура испытания и условия проверки должны быть подтверждены надзорными органами по рыболовству и/или экспертами по применению тралов в заданном районе. Схема проверки устанавливается с учетом наличия испытательного оборудования.

Необходимо рассмотреть влияние конструкции и расположение конструктивных элементов, включая те, которые не являются элементами жесткости всей конструкции (например, люков) на возникающие динамические нагрузки в процессе погружения в воду и прохождения через толщу воды. В частности, следует принимать во внимание присоединенную массу и нагрузки, возникающие при входе в воду и выходе из неё.

G.2 Проектные рекомендации для технологических клапанов

G.2.1 Общие проектные требования

Конструкция технологических клапанов (см. 3.1.7) должна удовлетворять требованиям *ГОСТ Р 51365*, см. также *[37]*.

При проектировании клапанов необходимо обеспечить минимизацию условий образования гидратов. Для клапанов, устанавливаемых таким образом, что проходное отверстие располагается в горизонтальной плоскости, а шток и рабочая полость в вертикальной, следует минимизировать накопление песка или твердых частиц в полости клапана. Такого расположения клапанов при проектировании системы следует избегать.

При проектировании клапанов следует учитывать максимальные нагрузки на растяжение, сжатие и изгиб, являющиеся результатом воздействия подсоединяемых труб. Нагрузки от трубной обвязки не должны влиять на функции клапана. В необходимых случаях следует изолировать клапаны и места подсоединения труб от действия

высоких нагрузок. Для клапанов с приваренными соединительными элементами необходимо использовать переходники для оптимизации прочности конструкции.

Для технологических клапанов может потребоваться применение вторичных герметизирующих элементов. Примерами такой конструкции могут служить:

- резервное уплотнение штоков;
- съемный герметичный колпак;
- верхнее уплотнение штока.

G.2.2 Запорная арматура на внутрипромысловых трубопроводах, предназначенных для использования СОД

При выборе ЗА внутрипромысловых трубопроводов, предназначенных для использования СОД, конструкция ЗА должна быть пригодной для прохождения в любом направлении всех предполагаемых СОД. Внутренний профиль клапана должен обеспечивать минимальное накопление осадков, которые могут повредить СОД. Указанные клапаны должны оснащаться средствами, контролирующими полное открытие клапана перед началом очистки трубопровода.

G.2.3 Расчетный ресурс

Клапаны следует проектировать на срок эксплуатации 20 лет и 200 рабочих циклов без проведения ремонтных работ, если заказчик не задает иные критерии.

При проектировании клапанов на более долгий срок и большее число рабочих циклов следует создать такую конструкцию, которая бы обеспечивала снятие и замену подвергающихся износу элементов, таких как силовые приводы, шток/крышку и механизмы уплотнения проходного отверстия клапана.

G.2.4 Индикация положения клапана

На дистанционно управляемых клапанах следует предусматривать средства контроля положения клапана, который можно осуществить по электрической или волоконно-оптической линии и/или визуальным наблюдением (с помощью ТНПА или водолаза) в зависимости от требований заказчика.

Конструкция интерфейса для ТНПА представлена в *[10]*.

G.2.5 Исполнительные механизмы ручного управления

Клапаны с ручным управлением или приводимые в действие ТНПА должны выдерживать полуторный уровень максимальных рабочих нагрузок при полном дифференциальном давлении в самом сложном режиме эксплуатации. Коэффициенты трения, используемые для вычисления максимальных расчетных нагрузок, должны основываться на измерениях, проводимых в жестких рабочих условиях с учетом загрязнения рабочей жидкости, отсутствия смазки, использования типичных материалов, а также обработки, допусков и посадок движущихся частей.

Исполнительные механизмы ручного управления или управления ТНПА должны проектироваться с таким расчетом, чтобы приложенная сила или крутящий момент, превышающие максимальные рабочие значения, не вели к повреждению штока клапана или любого другого компонента внутри герметичного корпуса. То есть клапан должен быть спроектирован таким образом, чтобы при перегрузке разрушение механизма происходило с внешней стороны уплотнения. При проектировании следует учитывать возможные отклонения свойств материалов и другие переменные.

G.3 Проектирование трубной обвязки манифольда на подводных конструкциях

Общие рекомендации для проектирования трубной обвязки манифольда включают следующее:

- должна быть минимизирована возможность закупоривания трубной обвязки (вызванная, например, образованием гидратов или коррозией);
- должен быть сведен к минимуму риск повреждения трубной обвязки во время проведения испытаний, монтажных и ремонтных работ;
- необходимо минимизировать количество трубных секций, подверженных эрозии под действием песка или других частиц (например, изгибы, тройники и т. д.);
- следует минимизировать количество опор для трубной обвязки.

При проектировании трубных обвязок с применением СОД рекомендуется следующее:

a) трубы должны иметь радиус изгиба не менее трех внутренних диаметров трубы;

b) устанавливаемые последовательно один за другим колена, клапаны и ответвления должны отделяться друг от друга прямым патрубком длиной не менее трех внутренних диаметров трубы. Для манифольдов с двумя эксплуатационными выкидными линиями разного диаметра внутренняя петля для СОД должна быть длиной не менее пяти внутренних диаметров наименьшей трубы;

c) осадки, образующиеся при очистке от отложений, не должны скапливаться в ответвлениях очищаемых линий. Ответвления следует делать над осью приемных коллекторов. Тройники и фитинги на очищаемых линиях обеспечивают прохождение СОД. Во избежание повреждения пластин манометра следует использовать тройники с защитной решеткой и т. д.;

d) трубопроводы должны иметь постоянный внутренний диаметр в соответствии с *ГОСТ Р 54382* и обеспечивать, при необходимости, перемещение СОД в обоих направлениях.

Приложение Н
(справочное)

Системное проектирование при разработке подводных месторождений

Н.1 Основная причина использования системного проектирования при разработке подводных месторождений заключается в необходимости обеспечения стабильности потока, поскольку оптимизация потока продукции месторождения требует применения целостного подхода (на уровне системы) для всех аспектов разработки. Другое преимущество системного проектирования заключается в минимизации возможной несовместимости интерфейсов, которая может возникнуть из-за применения разных технических стандартов при использовании различных методов проектирования.

Н.2 Первым шагом при системном проектировании является определение полного, точно выраженного и логически взаимоувязанного набора требований, который должен быть согласован с установленными задачами по разработке месторождения. В общих чертах, в процессе проектирования разработки решаемые задачи попадают в одну из трех следующих категорий:

- стоимость (включая эксплуатационные затраты, затраты на техническое обслуживание, ремонт и вывод из эксплуатации, т. е. затраты за весь период эксплуатации);
- план-график (включая время начала добычи и продолжительность эксплуатации);
- качество (включая охрану труда, обеспечение безопасности и защиту окружающей среды на протяжении всего периода разработки, а также требования к функциональности, пригодности и эксплуатационной готовности).

Н.3 Требования к системному проектированию должны быть основаны на опыте и понимании всех ключевых участников, т. е. команды, которая включает, помимо проектировщиков, также представителей оператора и поставщиков.

Н.4 Требования к системному проектированию должны определять функциональные требования к системе и интерфейсам между подсистемами в противоположность к формулированию конкретного решения. Они должны быть достижимыми и проверяемыми, их следует формулировать в четкой и краткой манере, включая определение метода верификации, т. е. обследование, испытание, анализ и/или демонстрация.

Н.5 Полный набор требований к системному проектированию составляет пакет согласованных требований, в котором отдельные требования не противоречат и не дублируют друг друга, а также используют одинаковую терминологию.

Н.6 Нормативно-справочная документация, такая как правила, стандарты и нормы, часто включает обязательные требования, рекомендации и информацию (при этом информация, не являясь обязательным требованием, тем не менее, значительно влияет на контекст, смысл и понимание других требований). Поэтому следует четко установить необходимый уровень соответствия при формулировке требований к системному проектированию, т. е. что является обязательным, что является рекомендациями, а что — информацией. Рекомендуется определить иерархический порядок и пределы применимости таких документов, чтобы уменьшить влияние существующих несоответствий.

Н.7 Если в начале трудно установить полный набор требований к системному проектированию из-за нехватки ключевой информации, следует разработать план поиска недостающей информации для обеспечения гарантии того, что эта информация будет получена до начала проектирования системы, подсистем и элементов.

Н.8 Исходные требования к системному проектированию должны обеспечить рекомендации по следующим аспектам:

- заданная эксплуатационная готовность/время безотказной работы (т. е. комбинация надежности и ремонтопригодности системы);
- методология подводных работ, технического обслуживания и ремонта;
- необходимая степень стандартизации оборудования;
- стратегия выбора материалов;
- стратегия эксплуатации;
- степень требуемой гибкости, чтобы учесть имеющиеся неопределенности месторождения и/или возможное расширение системы в будущем;
- применение новой технологии (в том числе вопросы управления рисками);
- подход, который следует использовать при выборе компромиссных решений между стоимостью, графиком и качеством;
- ответственность за интерфейсы;
- определения, спецификации, стандарты, правила и нормы, которые следует применять (включая руководство на случай необходимости отклонения от установленных требований).

Н.9 Упомянутую выше информацию следует использовать для разработки внутренне согласованной подробной основы проектирования, охватывающей разные подсистемы и элементы, которая была бы понятна всем вовлеченным сторонам до начала разработки таких подсистем и элементов.

Н.10 Основы детального проектирования должны охватывать следующие основные характеристики для каждой подсистемы или компонента:

- архитектуру системы;
- требуемую функциональность;
- технологические параметры и параметры рабочей среды;
- определения интерфейсов (форма, соответствие, функции и т. д.);
- проектные ограничения.

Н.11 Процесс системного проектирования нуждается в постоянной поддержке на всех этапах разработки месторождения, так как требования имеют тенденцию к развитию в течение всего жизненного цикла месторождения. Эту поддержку следует обеспечивать за счет:

- проверки проекта на основных этапах;
- требований к отслеживанию и верификации;
- контроля изменений.

Н.12 Документация требований к системному проектированию играет ключевую роль в разработке подводного месторождения. Она является базисным источником для согласования требований со всеми вовлеченными участниками и разработки другой проектной документации, например, плана проверки. Такая документация также является надежным инструментом для проверки достоверности заявленных требований и базисом для создания инструкций пользователя и других документов, которые будут разработаны для описания работы всей системы.

Н.13 Общая методология системного проектирования не излагается детально в настоящем стандарте, так как она представлена в различных стандартах и другой литературе.

Приложение I
(справочное)

Аспекты обеспечения стабильности потока

I.1 Проблемы обеспечения стабильности потока

I.1.1 Целью настоящего приложения является предоставление общей информации по проблемам обеспечения стабильности потока, которые влияют на экономику добычи углеводородов с использованием СПД, включая использование многофазного транспорта.

I.1.2 Термин «обеспечение стабильности потока» является общепринятым и охватывает широкий круг вопросов, связанных с транспортом продукции. Как правило, к ним относятся:

- образование гидратов;
- образование парафина;
- образование асфальтенов;
- эмульсии;
- вспенивание;
- образование отложений;
- вынос песка;
- образование газожидкостных пробок;
- вопросы, связанные с выбором материалов.

I.1.3 Поскольку перечисленные вопросы непосредственно связаны либо с конкретным коллектором, либо со свойствами флюида разрабатываемого месторождения, то при освоении нового промысла требуется тщательная оценка потенциального влияния каждой из указанных проблем. Особенно это касается СПД, расположенных далеко от главного сооружения и/или на большой глубине, так как упомянутые выше проблемы усугубляются под действием низких температур в эксплуатационных линиях и райзерах, которые связывают подводную устьевую арматуру/манифольд с главным сооружением.

I.1.4 Возможно, в будущем применение новых подводных технологий может исключить или уменьшить влияние многих из перечисленных факторов на обеспечение потока. Однако в настоящее время перечисленные выше факторы являются решающими при определении стоимости освоения месторождения и для оценки возможности применения СПД при разработке месторождения.

I.1.5 Каждая разработка нового месторождения с применением СПД должна пройти первоначальную оценку с целью определения потенциального влияния каждой из перечисленных выше проблем на эксплуатационные характеристики системы. Эту оценку следует проводить на более ранней стадии планирования для выявления ключевых факторов, влияющих на уязвимость системы. Оценка должна охватывать систему в целом от перфорации забоя до технологических установок на главном сооружении / буровой платформе. Необходимо рассматривать полный эксплуатационный цикл разработки, включающий:

- монтажные работы;
- ввод в эксплуатацию;
- повседневные операции;
- ремонт и техническое обслуживание под водой;
- вывод из эксплуатации.

I.1.6 Для каждого конкретного месторождения на решение проблем обеспечения стабильности потока могут оказывать влияние различные факторы, включая:

- гидростатический напор в эксплуатационных трубопроводах или райзерах для заканчивания скважин при добыче и закрытии скважины;
- теплопроводность грунтов морского дна;
- профиль температуры на морском дне;
- профили температуры по глубине воды и в воздухе для райзеров и технологических трубопроводов на главной/буровой платформе;
- профиль морского дна;
- плановые и случайные изменения расхода в отдельных линиях, например, вследствие естественного снижения дебита, переключения одной из скважин на испытательную линию, закрытия скважины из-за механической неисправности и т. д.;
- изменения свойств пласта и/или извлекаемого флюида в течение срока службы оборудования, например, снижение пластового давления, начало выноса песка, увеличение добычи воды, изменение газового фактора и т. д.;
- химическая совместимость закачиваемых в поток добываемой продукции реагентов.

Примечание — На практике для обеспечения совместимости химических реагентов в СПД лучше использовать одного поставщика, это облегчит проведение испытаний на совместимость.

I.1.7 Для факторов обеспечения стабильности потока, которые могут существенно повлиять на производительность системы на каком-либо этапе разработки месторождения, требуется дальнейшая оценка с целью прогнозирования уровня возможных проблем, а также разработки мер по предотвращению возможных проблем и борьбе с этими факторами.

I.1.8 Такая оценка должна выполняться командой, включающей специалистов в различных областях, которая сможет применить экспертные знания для всех этапов разработки месторождения — от заканчивания и очистки скважины до текущей эксплуатации и окончательной ликвидации.

I.1.9 В оценке влияния факторов обеспечения стабильности потока для любой добывающей системы всегда присутствуют два ключевых элемента:

- точное понимание свойств добываемых флюидов. Как правило, это понимание базируется на серии эмпирических наблюдений и измерений образцов флюидов, отбираемых на разведочной стадии проекта;
- способность точного моделирования потока флюида от коллектора до главного сооружения, включая прогноз превалирующих режимов потока, а также подробные профили давления и температуры для неустановившегося и установившегося режимов.

I.1.10 Модель потока флюида обычно создается после бурения разведочных скважин и затем изменяется по мере поступления новой информации. Необходимо уделять должное внимание определению требований к программе отбора проб флюида из разведочных скважин еще до начала бурения, поскольку после ухода буровой установки недостатки этой программы уже невозможно исправить. Полученные в результате выполнения программы отбора проб данные используются для оптимизации будущих эксплуатационных сооружений.

I.1.11 Сочетание свойств флюида с моделью потока через систему должно обеспечить достаточное количество данных для всесторонней оценки потенциальных проблем с обеспечением стабильности потока. После того, как такая оценка сделана, необходимо создать и регулярно обновлять рабочую стратегию, которая должна охватывать следующие элементы:

- превентивные меры для предотвращения/минимизации осаждения твердых частиц и т. д.;
- корректирующие меры по выходу из ситуаций, если такое осаждение произошло;
- борьбу с образованием пробок, в случае их возникновения;
- методологию для увеличения или снижения дебита;
- методологию останова (планового и внепланового) и пусков (в условиях низких и высоких температур, под давлением или при разгерметизации);
- процессы мониторинга для подтверждения того, что система работает в соответствии с проектом;
- методы испытания подводных и внутрискважинных предохранительных клапанов;
- методы проведения типовых испытаний скважин.

I.1.12 Сложность и стоимость мероприятий по ликвидации проблем обеспечения стабильности потока в случае их возникновения (например, удаление отложений, изменение конструкции оборудования после начала добычи и т. д.), в сочетании с сопутствующей потерей производительности, должны быть приняты во внимание при оценке различных вариантов с экономической точки зрения и с точки зрения рисков. В некоторых случаях целесообразно применить стратегию небольших инвестиций, которая предлагает ограниченную эксплуатационную гибкость и имеет более высокий риск прекращения добычи.

I.1.13 В следующих подразделах представлена информация по каждой из упомянутых проблем при обеспечении стабильности потока. Приведенная информация не является всеобъемлющей и не может служить заменой соответствующих знаний экспертов в каждом конкретном случае.

I.2 Проблемы образования гидратов

I.2.1 Образование гидратов

I.2.1.1 Газовые клатраты или гидраты представляют собой кристаллические соединения, которые образует вода вокруг молекул газа, например, метана, этана, пропана, изобутана, углекислого газа и сероводорода.

I.2.1.2 При наличии молекул газа и воды гидраты формируются при низких температурах и определенном высоком давлении. Присутствие углекислого газа, азота, сероводорода, нефти и растворенной соли может значительно изменить условия гидратообразования для конкретного пластового флюида.

I.2.1.3 Гидраты растут как кристаллы и, в конечном счете, образуют крупные агломераты. Их плотность аналогична плотности льда и не зависит от давления. Образование гидратов не ограничивается газовыми системами, так как гидраты могут образовываться в любой многофазной системе, в которой присутствует какое-то количество газа, включая систему с тяжелой нефтью. Гидраты могут напоминать рыхлый коричневый снег в нефтяных системах и твердый белый лед в газовых системах. Однако делать какие-либо обобщения очень трудно, так как природа каждого гидрата зависит от ряда факторов, в том числе: состава флюида, типа гидрата, режима потока и температуры.

I.2.1.4 Гидраты в углеводородных системах могут привести к падению давления в НКТ и выкидных линиях и, в крайнем случае, к полной остановке потока. Гидраты образовываются в жидкости и затем формируют агломераты в местах, ограничивающих поток, например в штуцерах. После формирования такие пробки могут расти в длину на десятки метров.

I.2.1.5 Хотя формирование гидратов может начаться при определенных значениях температуры и давления, гидратные пробки не обязательно образуются в этих условиях. Наблюдения показывают, что более низкие

температуры и более высокие давления не обязательно ведут к образованию гидратных пробок, поэтому прогноз образования пробок, выполняемый с использованием специальных кривых гидратообразования, может показать приемлемость использования системы обычной конструкции.

I.2.1.6 Надежность прогноза образования гидратов в значительной мере зависит от точности данных о составе пластового флюида (включая соленость пластовой воды) и качества моделирования профилей давления и температуры для всей системы. Таким образом, для разработки надежной и рентабельной стратегии управления гидратами необходимо составить как можно более корректную модель и иметь точные данные по составу флюида.

I.2.2 Предотвращение образования гидратных пробок

I.2.2.1 Общие положения

Ниже приведено описание четырех наиболее часто используемых подходов к предотвращению образования гидратных пробок в системах транспортирования углеводородов.

I.2.2.2 Механический контроль

Для удаления кристаллов гидратов с внутренних стенок выкидных линий и воды из пониженных участков могут использоваться СОД трубопровода.

I.2.2.3 Регулирование температуры

Для предотвращения гидратообразования можно использовать пассивные и активные средства сохранения и/или увеличения тепла в системе.

Пассивные средства терморегулирования включают использование термоизоляции для НКТ и выкидных линий, а также заглубление выкидных линий в грунт. Указанные меры применяются для сохранения параметров системы за пределами кривой образования гидратов при установившемся режиме потока. Методы сохранения тепла также уменьшают скорость охлаждения трубопроводов, увеличивая время, в течение которого можно перезапустить систему, снизить в ней давление, либо удалить гидратообразующие флюиды до начала образования гидратов.

Время охлаждения системы зависит как от характеристик термоизоляции, так и от теплоемкости самой системы и окружающей среды. Некоторые материалы (например, азот) являются хорошей термоизоляцией благодаря их низкой плотности и удельной теплопроводности, но они могут иметь низкую теплоемкость, из-за чего система быстро остывает при остановке добычи, сокращая тем самым возможное время реагирования. Подобным образом использование насосно-компрессорной колонны с вакуумной изоляцией позволяет поддерживать температуру потока на более высоком уровне, но одновременно ограничивает нагрев обсадных колонн и окружающей породы. В результате этого уменьшается время охлаждения при закрытии скважины.

Активные методы контроля тепла включают электрический нагрев (кондуктивный или индуктивный) выкидной линии или циркуляцию горячего флюида через соседние линии в связке труб. Часто эти средства не позволяют гидратам образовываться в выкидной линии даже при остановке добычи на длительный период, исключая, таким образом, необходимость принятия мер по устранению гидратных пробок.

I.2.2.4 Закачка химреагентов. Ингибиторы гидратообразования

Ингибиторы гидратообразования, например, метанол и моноэтиленгликоль (МЭГ), снижают температуру разложения гидратов за счет объединения со свободной водой в скважинном потоке. Поэтому, чем выше содержание воды, тем больше требуется метанола/гликоля для достижения необходимого уровня снижения температуры разложения гидрата. Таким образом, для достижения значительного эффекта требуется большое количество ингибитора (относительно расхода добываемой воды), например, от 10 % до 60 %.

По массе гликоль менее эффективен в качестве ингибитора по сравнению с метанолом. Кроме того, гликоль имеет значительно более высокую вязкость, чем метанол, поэтому его труднее прокачивать на большие расстояния. Высокие потери напора на трение в протяженных линиях закачки химреагентов являются причиной того, что другие более вязкие термодинамические ингибиторы, например, ДЭГ и ТЭГ, обычно не используются в подводных системах.

Метанол является более опасным реагентом, чем гликоль с точки зрения транспортирования и хранения. Он также более агрессивен к материалам, например, сальникам в нагнетательных насосах, клапанах и фитингах. В зависимости от материалов конструкции, периода времени и давления флюида метанол может проникать через термопластические шланги в шлангокабелях. В результате происходит загрязнение флюида в смежных гидравлических линиях управления и/или утечка метанола в окружающую среду.

Обычно ингибиторы гидратообразования закачиваются в поток на устье скважины. В некоторых системах рекомендуется подавать ингибиторы в ствол скважины ниже точки, в которой гидраты остаются стабильными с учетом природного геотермального градиента.

Очевидно, что закачка в НКТ в точке ниже подводного предохранительного клапана создает потенциальный путь утечки, минуя клапан, поэтому данный вопрос подлежит внимательному рассмотрению при проектировании скважины.

Часто, в случае применения ингибиторов гидратообразования в большом количестве, не уделяется должного внимания проблеме выпадения соли из пластовой воды или соляного раствора, использованного для заканчивания скважины. Следует оценить возможность возникновения такой проблемы, а метанол/гликоль необходимо закачивать с таким расходом, чтобы поддерживать концентрацию растворенных солей ниже предела растворимости.

Важное преимущество непрерывной подачи ингибитора гидратообразования заключается в том, что если закачивается большой объем ингибитора, то система выкидных линий всегда будет содержать его в достаточном

количестве, поэтому режимы остановки и пуска скважин не создадут условий для образования гидратов. С другой стороны, для полного решения проблемы требуется изоляция выкидных линий и периодическая закачка химреагентов или нагрев линии.

Высокая стоимость таких ингибиторов гидратообразования в сочетании с необходимыми большими объемами, и тот факт, что имеются потери ингибитора за счет уноса с углеводородами в газообразной и жидкой фазах, устанавливают естественные пределы их рентабельности.

I.2.2.5 Закачка химреагентов. Ингибиторы гидратообразования низкой дозировки

Для снижения объема используемых ингибиторов гидратообразования в настоящее время разработано большое количество разнообразных ингибиторов гидратообразования с низкой дозировкой. Эти реагенты обычно закачиваются в поток на устьевой арматуре и, как правило, смешиваются с несущим флюидом (например, метанолом), чтобы получить концентрацию от 1 % до 10 % (массовой доли) в водной фазе. Такие реагенты можно разделить на три основных класса.

a) Ограничители образования центров кристаллизации (также известные как пороговые ингибиторы образования гидратов, где под термином «пороговое значение» подразумевается такая концентрация ингибитора в жидкой фазе, выше которой в системе гидраты не образуются, или кинетические ингибиторы образования гидратов) — это полимеры, которые замедляют формирование кристаллов гидрата за счет торможения образования связей между молекулами воды. Эти реагенты нуждаются в придании им определенных свойств в каждом конкретном случае путем проведения испытаний с использованием проб скважинных флюидов, так как они не могут работать во всех ситуациях, а точных прогнозных моделей не существует.

Ограничители образования центров кристаллизации могут оказаться неэффективными в случае необходимости предотвращения образования гидратов в течение длительного периода закрытия скважины, а их эффективность в системе потока может понизиться в зависимости от степени охлаждения. Однако присутствие воды не влияет на их эффективность.

b) Модификаторы роста (также известные как кинетические ингибиторы образования гидратов) являются более крупными полимерами, чем ограничители образования центров кристаллизации. Они работают за счет обволакивания кристаллов гидрата и предотвращают, таким образом, их рост. Их эффективность в системе потока может понизиться в зависимости от степени охлаждения. Однако присутствие воды не влияет на их эффективность.

Эти реагенты нуждаются в придании им определенных свойств в каждом отдельном случае путем проведения испытаний с использованием проб скважинных флюидов, так как они не могут работать во всех ситуациях, и нет точных прогнозных моделей.

c) Антиагломеранты (также известные как диспергирующие присадки) работают за счет образования водной эмульсии в углеводородной жидкости с ростом кристаллов гидратов в каплях воды. Однако эти кристаллы не могут группироваться и образовывать крупные агломераты и, следовательно, закупоривать линии. Эмульсии могут разрушаться за счет нагрева флюида на главном сооружении.

Эти химреагенты не зависят от уровня охлаждения, но для работы им нужно присутствие жидкой фазы. При этом углеводородная фаза должна быть преобладающей, т. е. содержание воды должно быть менее 40 % — 50 %. Эти реагенты нуждаются в придании им определенных свойств в каждом отдельном случае путем проведения испытаний с использованием проб скважинных флюидов, так как они не могут работать во всех ситуациях, и нет точных прогнозных моделей.

В то время как все упомянутые выше методы могут применяться по отдельности, общепринятой практикой является одновременное применение двух или более методов. Например, термоизоляция выкидной линии, предназначенная для предотвращения образования гидратов в установившемся режиме, может быть совмещена перед перезапуском системы с закачкой метанола/МЭГ для ингибирования зон, склонных к образованию гидратов.

I.2.2.6 Более редкие методы предотвращения образования гидратов

Образование гидратов может быть также предотвращено путем отделения и удаления воды из потока продукции. Этот подход является общепринятым для идущих от платформы газопроводов, но для подводной системы требуется использование подводного сепаратора и закачка отсепарированной воды в пласт или ее сброс.

Образование гидратов может быть также предотвращено за счет сепарации гидратообразующих молекул, например, путем сепарации газожидкостных смесей. Для газопроводов требуется использование химических ингибиторов, а транспортирующие жидкость (содержащую нефть и воду) трубопроводы нормально работают без образования гидратов благодаря отсутствию гидратообразующих компонентов. Для применения этого метода в подводных условиях требуется подводная сепарация газожидкостных смесей и откачка жидкости.

I.2.2.7 Предотвращение образования гидратов при остановке скважины

I.2.2.7.1 Вытеснение флюида

В зависимости от причины остановки скважины можно вытеснять флюид из выкидных линий до его охлаждения ниже температуры образования гидратов.

I.2.2.7.2 Сброс давления в системе

В зависимости от причины остановки скважины можно сбросить давление в системе до ее охлаждения ниже температуры образования гидратов.

На возможность эффективно сбросить давление многофазного потока в глубоководной системе «выкидная линия/райзер» влияет наклон выкидной линии.

Если выкидная линия направлена вверх, то напора жидкости, остающейся в выкидной линии/райзере после прекращения работы и снижения давления, может быть достаточно для формирования гидратов на нижнем конце выкидной линии при охлаждении системы.

Если выкидная линия направлена вниз, жидкость стекает к основанию райзера и образует пробку, которая не позволяет газу попадать в систему во время снижения давления. Этот газ остается в выкидной линии и, следовательно, давление может оставаться выше условий образования гидратов. Данная ситуация усложняется при добыче флюида с высоким газовым фактором.

I.2.3 Методы борьбы с гидратообразованием

I.2.3.1 Общие положения

Основные методы борьбы с гидратами включают снижение давления, нагрев и закачку химреагентов.

I.2.3.2 Снижение давления

Снижение давления в выкидной линии в настоящее время является наиболее распространенным методом устранения гидратных пробок. Следует проявлять чрезвычайную осторожность при снижении давления в газопроводе, так как перепад давления на гидратной пробке может придать ей большую скорость, что может привести к большим механическим повреждениям газопровода. Этого можно избежать, используя оборудование для стравливания давления одновременно с двух сторон пробки.

Потенциальные трудности снижения давления в глубоководной многофазной системе — «выкидная линия/райзер», как было замечено выше (в отношении предотвращения образования гидратов), остаются актуальными и при удалении образовавшихся гидратов. В некоторых системах преодоление этих трудностей возможно за счет конструктивных решений или соответствующего управления системой, однако, в первую очередь, следует уделять внимание мерам, направленным на предотвращение образования гидратов.

I.2.3.3 Применение нагрева

Гидратные пробки можно растопить, нагревая выкидную линию. Если выкидные линии соединены в связку, то линию с гидратами можно нагреть за счет циркуляции горячего флюида в соседних линиях. Это требует использования специального оборудования на ВС.

Для удаления гидратных пробок может быть также применен электрический нагрев (кондуктивный или индуктивный) выкидных линий. Для этого на трубопроводе необходимо специальное оборудование.

Выкидная линия может нагреваться за счет экзотермической химической реакции, но данный метод требует закачки специальных химреагентов в район расположения гидратной пробки, что не всегда возможно, так как линия может быть полностью блокирована гидратной пробкой.

Тепловые методы удаления гидратных пробок могут привести к значительному повышению давления за счет освобождения газа из гидратной пробки, поэтому при планировании такой операции требуется соблюдать меры безопасности.

I.2.3.4 Закачка химреагентов

Закачка химреагентов для растворения гидратной пробки является обычно единственной альтернативой, если гидраты еще не полностью закупорили линию и имеется возможность транспортирования химреагентов в зону образования гидратов. Начало процесса образования гидратов часто можно установить, фиксируя падение давления в выкидной линии.

Для разложения гидратных пробок метанол является более эффективным ингибитором по сравнению с гликолем, так как небольшие молекулы метанола быстрее вступают в реакцию с поверхностью гидрата.

Так как любое месторождение является уникальным с точки зрения свойств флюидов, протяженности выкидных линий, глубины воды и ряда других факторов, которые могут влиять на образование гидратов (за счет стоимости термоизоляции выкидных линий, стоимости химреагентов, возможности их хранения и ограничений при закачивании), то ни один из методов не может считаться универсальным и подходящим для любого месторождения. Выбор наилучшей системы является компромиссом между стоимостью мер по предотвращению образования и удалению гидратных пробок и риском прекращения добычи. Как правило, на газовых и газоконденсатных трубопроводах термоизоляция не используется, поэтому в эти линии требуется непрерывная закачка химреагентов. И напротив, трубопроводы для транспортировки нефти и многофазного потока, как правило, изолируются, при этом реагенты в них закачиваются перед закрытием скважины и во время ее пуска.

При проектировании системы следует учитывать необходимость отделения из потока токсичных ингибиторов и их последующего восстановления.

I.3 Проблемы, связанные с парафинами

I.3.1 Образование парафинов

I.3.1.1 Парафины с большим молекулярным весом выпадают в сырой нефти либо из-за потери легких фракций, либо из-за понижения температуры нефти.

I.3.1.2 Парафины имеют структуру с нормальной, разветвленной и циклической цепью, причем углеродное число находится в пределах от С15 до С70+. Температура плавления парафина увеличивается с возрастанием углеродного числа, а растворимость в сырой нефти уменьшается с увеличением этого показателя.

I.3.1.3 Растворимость парафина скорее определяется температурой, чем давлением, при этом присутствие воды оказывает незначительное влияние.

I.3.1.4 При выпадении в добычных системах парафины могут вызвать следующие проблемы:

- отложение на внутренних поверхностях трубопроводов, которое приводит к перепаду давления в зоне отложений, ограничению потока и возможной закупорки линии;
- увеличение вязкости флюида, требующее увеличения давления для транспортирования сырой нефти;
- возможность превращения нефти в гель в протяженных выкидных линиях в случае длительной остановки скважины, что потребует существенного увеличения давления при возобновлении прокачки нефти.

I.3.1.5 Вероятность выпадения парафинов определяется их содержанием в сырой нефти. Другие факторы, например, присутствие асфальтенов, могут также влиять на выпадение парафинов, поэтому содержание парафинов не всегда является единственным определяющим фактором.

I.3.1.6 В то время, как выпадение парафинов является, как правило, обратимым процессом, при низких значениях температуры и давления могут возникать необратимые взаимодействия парафинов с другими компонентами сырой нефти, например, асфальтенами.

I.3.1.7 Температура начала кристаллизации парафинов (также известная как температура помутнения) — это температура, при которой образуются первые кристаллы парафина по мере охлаждения сырой нефти. Температура застывания — это температура, при которой прекращается движение потока сырой нефти.

I.3.1.8 Отложение парафинов может происходить на холодных металлических поверхностях, даже когда объемная температура сырой нефти выше температуры начала кристаллизации парафинов. Парафин, только что осажденный на стенках трубы, является мягким и может легко сниматься и уноситься потоком, не вызывая значительных проблем. Однако со временем, по мере того, как более тяжелые компоненты продолжают диффундировать в направлении холодной стенки трубы, парафин будет затвердевать, что потребует применения более радикальных средств для его удаления.

I.3.1.9 Для прогнозирования места и времени образования парафинов необходимо знать точное значение температуры начала кристаллизации, определить профиль добычи и построить термическую модель системы. К сожалению, на практике измерить температуру начала кристаллизации парафинов достаточно сложно даже в лабораторных условиях. Подобное измерение зависит в значительной степени от качества пробы и применяемого метода.

I.3.1.10 Для получения лучшей оценки действительной температуры начала кристаллизации парафинов необходимо соблюдение следующих условий:

- проба должна как можно более точно отражать параметры добываемого флюида (анализ сырой нефти может показать увеличенные на несколько градусов значения температур помутнения и застывания из-за потери нефтью легких фракций, поэтому лучше, при возможности, осуществлять отбор пробы на забое скважины);
- пробы требуют осторожного обращения, во избежание потерь компонентов при транспортировании и т. д.;
- для измерения температуры начала кристаллизации парафинов следует использовать не меньше двух из нескольких доступных методов, поскольку каждый метод имеет свои ограничения и погрешности.

I.3.1.11 При наличии соответствующих проб в дополнение к определению температуры начала кристаллизации парафинов в условиях окружающей среды, эту температуру следует определить в условиях пласта, в выкидной линии и сепараторе.

I.3.1.12 Необходимо провести анализ состава сырой нефти и впоследствии использовать его вместе с моделью отложения парафинов для прогнозирования поведения парафиновой фазы и режима отложения. Однако в настоящее время эти модели в основном пригодны только в условиях однофазного транспорта.

I.3.1.13 В некоторых случаях желательно определить вязкость сырой нефти и давление, необходимое для начала транспортирования для различных условий.

I.3.2 Методы борьбы с парафинами

I.3.2.1 Общие положения

Существуют различные методы борьбы с парафинами, которые можно разделить на четыре основных класса, описание которых дано ниже.

I.3.2.2 Механические методы

СОД, инструменты, спускаемые на канате, инструменты TFL и гибкие трубы используются для предотвращения роста парафинов и их удаления с внутренних стенок НКТ и выкидных линий.

I.3.2.3 Регулирование температуры

Пассивные методы терморегулирования, такие как использование загущенной надпакерной жидкости, вакуумная изоляция насосно-компрессорной колонны и термоизоляция выкидной линии, могут быть использованы для предотвращения отложения парафина. Активные методы, такие как циркуляция горячей жидкости в связке труб или прямой электрический нагрев выкидной линии, используются для предотвращения образования и удаления отложений парафина.

В настоящее время используется метод, основанный *на выделении* тепла при экзотермической реакции двух реагентов в точке образования парафинов.

I.3.2.4 Вытеснение флюида

При плановых остановках возможно вытеснять добываемый флюид из выкидных линий до того, как его температура опустится ниже температуры начала кристаллизации парафинов.

I.3.2.5 Закачка химреагентов

I.3.2.5.1 В настоящее время для борьбы с образованием парафинов используются следующие химические реагенты:

- модификаторы кристаллов парафинов (или ингибиторы) используются для предотвращения отложения парафина. Они являются эффективными только в том случае, если закачка выполняется непрерывно и температура в точке закачки выше температуры начала кристаллизации парафинов;

- для предотвращения отложения парафина или удаления существующих отложений могут быть использованы поверхностно-активные вещества (или диспергаторы). Данный метод требует непрерывной закачки реагента;

- для разжижения отложений парафина могут использоваться растворители, например, конденсат, дизельное топливо, ксилол и сероуглерод. Этот метод предполагает дозированную закачку химикатов.

I.3.2.5.2 Периодическая обработка требует выдерживать систему в течение определенного времени и, следовательно, необходимо останавливать добычу. В некоторых случаях для газлифтных скважин непрерывное нагнетание реагента осуществляется за счет его подачи в газ системы газлифта.

I.3.2.5.3 Необходимо, чтобы используемые для обработки реагенты были совместимыми с другими применяемыми в системе реагентами. Например, растворители парафина и диспергаторы могут растворять защитные пленки, образованные ингибиторами коррозии. Модификаторы кристаллов парафина являются наиболее эффективными с точки зрения их рентабельности и не влияют на эффективность ингибиторов коррозии.

I.3.2.5.4 При составлении плана мер по обеспечению стабильности потока следует принимать во внимание факторы, которые могут изменять возможность образования парафина в процессе эксплуатации месторождения. К этим факторам относятся:

- изменение со временем пластовых условий, которые оказывают влияние на возможность отложения парафина в определенных частях системы;

- обработка скважин и программы нагнетания реагентов не должны приводить к изменениям, способствующим отложению парафина. Особого внимания требуют закачиваемые в поток химреагенты, например, ингибиторы коррозии и эмульсии;

- увеличенное содержание воды может оказать негативное влияние на реализацию программы непрерывной закачки реагентов для обработки парафиновых отложений. В то же время это обстоятельство может облегчить борьбу с образованием парафинов за счет увеличения температуры текучести нефти;

- газлифт, как правило, снижает температуру текучести нефти и может способствовать отложению парафинов;

- парафины могут взаимодействовать с асфальтенами и вместе с ними при определенных условиях выпадать в осадок. Поэтому, в любой программе борьбы с выпадением парафинов необходимо учитывать потенциальную возможность взаимодействия между парафинами и асфальтенами.

I.4 Проблемы, связанные с асфальтенами

I.4.1 Образование асфальтенов

I.4.1.1 Асфальтены — это органические твердые вещества, которые выделяются подобно кристаллам парафина и в условиях промысла визуально трудно отличимы от парафинов. Асфальтены отличаются от парафинов по химическому составу и для борьбы с ними следует использовать другие методы.

I.4.1.2 Асфальтены являются фракцией сырой нефти, которая не растворяется в легких нормальных алканах, но растворяется в ароматических растворителях. Их действительный состав зависит от условий, при которых они выпадают в осадок.

I.4.1.3 Асфальтены присутствуют в большинстве марок сырой нефти и стабилизируются в присутствии смол, которые образуют слой вокруг асфальтеновых частиц. Молекулы смолы схожи с молекулами поверхностно-активных веществ с полярными группами, которые притягиваются к полярным группам в асфальтенах и других молекулах парафина, растворимых в сырой нефти.

I.4.1.4 Асфальтены выпадают хлопьями при нарушении равновесия между асфальтенами и смолами и отделении смол от асфальтенов. Равновесное состояние сырой нефти может быть нарушено под действием значительного перепада давления. Кроме того, к выпадению асфальтенов приводят такие факторы, как перемешивание разных марок сырой нефти, использование газлифта, закачивание в пласт смешивающихся с нефтью жидкостей, закачка CO_2 и кислотная обработка призабойной зоны.

I.4.1.5 Изменения температуры могут приводить к выпадению хлопьев, так как прочность полярных взаимодействий между асфальтенами и смолами уменьшается по мере увеличения температуры. Однако это компенсируется увеличением растворимости асфальтенов в сырой нефти с ростом температуры. Поэтому, зная точный состав сырой нефти и прогнозируя изменение температуры, можно определить моменты, когда выпадение хлопьев увеличивается и затем уменьшается.

I.4.1.6 В общем случае асфальтены редко являются причиной возникновения проблем в процессе эксплуатации, так как большинство сырых нефтей имеют устойчивые асфальтены. Относительное изменение растворимости асфальтенов в сырой нефти на единицу перепада давления является самым высоким для легких нефтей, которые недонасыщенны газом и содержат небольшое количество асфальтенов. Наоборот, высокий уровень ароматических углеводородов, обнаруживаемых в тяжелой черной нефти, может стабилизировать присутствующие асфальтены, позволяя добывать нефть с высоким содержанием асфальтенов без связанных с ними проблем.

I.4.1.7 Таким образом, в отличие от парафинов абсолютное содержание асфальтенов в сырой нефти не является показателем, характеризующим возможность возникновения проблем, связанных с их выпадением. Известно,

что для нефти с массовой долей содержания асфальтенов менее 0,1 % возможность возникновения проблем, связанных с выпадением асфальтенов выше, чем для нефти с высоким содержанием асфальтенов (с массовой долей, например, 15 %).

I.4.1.8 Образование хлопьев и выпадение осадка асфальтенов может происходить как в пласте, так и в добывающих системах на всем протяжении — от НКТ до отгрузочных насосов. Наиболее часто это происходит в том месте, где температура добытых флюидов достигает точки кипения, что часто имеет место в верхней части НКТ. Возможность выпадения асфальтенов снижается далее по ходу течения добываемого флюида, так как в результате снижения давления флюид может иметь температуру ниже точки кипения без выпадения асфальтенов.

I.4.1.9 Выпадение асфальтенов в пласте приводит к снижению его проницаемости, а отложения в добычных системах приводят к увеличенным перепадам давления, отказам оборудования (например, штуцеров, клапанов и насосов), а иногда и полной остановке потока. Выпадение хлопьев асфальтенов может приводить к образованию сферических частиц, известных как алмазоиды, которые являются чрезвычайно твердыми и поэтому обладают абразивными свойствами.

I.4.1.10 Отложения асфальтенов на металлических поверхностях могут способствовать отложению парафина. В определенных условиях парафины и асфальтены могут взаимодействовать и вместе выпадать в осадок. Любые программы обработки асфальтенов должны учитывать их возможное взаимодействие с парафинами.

I.4.1.11 Необходимо учитывать, что выпадение хлопьев асфальтенов и их осаждение может стать причиной серьезных эксплуатационных проблем. Вот почему важно на ранней стадии проектирования правильно оценить устойчивость асфальтенов, присутствующих в сырой нефти. Анализ и испытание образцов газированной нефти является самым надежным из методов, используемых в настоящее время. Существуют программы для моделирования, которые позволяют снизить количество сырой нефти, необходимое для проведения испытаний, включающих исследование результатов смешения потоков различной нефти, воздействия на нефть природного газа системы газлифта и т. д.

I.4.1.12 Для оценки возможных проблем, связанных с асфальтенами, требуется полный композиционный состав пластовой нефти, а также измерение количества асфальтенов в нефти при определенных значениях температуры и давления. Отбор насыщенных соединений, ароматики, смол и асфальтенов (SARA), титрование алифатических углеводородов или снижение давления в пробе, взятой на забое скважины, — все это может быть использовано для определения устойчивости асфальтенов в анализируемой сырой нефти. Определение характеристик насыщенных соединений, ароматики, смол и асфальтенов в ходе анализа включает разбивку пробы сырой нефти на четыре псевдокомпоненты или класса растворимости с последующим вычислением процентного содержания каждой компоненты в данной пробе. Псевдокомпонентой являются насыщенные соединения, ароматика, смолы и асфальтены (SARA — saturates, aromatics, resins, asphalts).

I.4.1.13 Эффективными методами предотвращения отложения асфальтенов является исключение условий, в которых асфальтены теряют свою стабильность, и закачка ингибитора, который ведет себя в сырой нефти как природные смолы. Ингибиторами асфальтенов являются синтезированные органические полимеры, которые имеют более сильную связь с асфальтенами, чем природные смолы, и поэтому лучше способны стабилизировать асфальтены в диапазоне возможных дестабилизирующих изменений.

I.4.1.14 Закачивать такие ингибиторы в сырую нефть следует до момента, когда асфальтены становятся неустойчивыми и начинается процесс образования хлопьев, поэтому эти ингибиторы часто закачивают в ствол скважины.

I.4.1.15 Закачивание ингибитора в НКТ в точке ниже подводного предохранительного клапана создает потенциальный канал для возможной утечки в обход клапана. Эта проблема должна быть внимательно рассмотрена при проектировании скважины.

I.4.2 Методы борьбы с асфальтенами

I.4.2.1 Общие положения

Ниже дано описание стандартных методов удаления асфальтеновых отложений.

I.4.2.2 Методы механической очистки

Эти методы включают использование инструментов, спускаемых на канате, инструментов TFL и водоструйную очистку с использованием гибких труб. Хотя такие методы очистки асфальтеновых отложений являются рентабельными на суше, маловероятно, что они будут экономически оправданными при освоении морских месторождений с использованием СПД.

I.4.2.3 Промывка растворителем

Углеводородные растворители (толуол, ксилол и другие растворители, например, пиридин и сероуглерод) могут быть эффективными для разжижения асфальтеновых отложений, но они плохо подходят для использования в подводных системах из-за их стоимости, трудности применения и необходимости специальных мер по охране окружающей среды.

I.5 Эмульсии

I.5.1 Эмульсии являются гетерогенными системами, состоящими, по меньшей мере, из одной несмешивающейся жидкости, диспергированной в другую в виде маленьких капелек диаметром больше 0,1 мкм. Такие системы являются термодинамически неустойчивыми, но становятся устойчивыми при стабилизации поверхностно-активными компонентами.

I.5.2 Так как эмульгирование связано с увеличением свободной энергии системы, этот процесс не является спонтанным. Для образования эмульсии следует подавать внешнюю энергию, которая требуется для перемешивания жидкостей. Перемешивание жидкостей, необходимое для образования эмульсий, на нефтяном промысле может происходить в турбулентном потоке добываемой продукции на всем протяжении от забоя скважины до установленных на поверхности резервуаров хранения нефти. Любые препятствия на пути движения потока в технологической системе (например, штуцеры) и источники турбулентности (например, точки подачи газлифта) активизируют процесс эмульгирования.

I.5.3 Выделение газа из раствора при падении давления может вызвать дополнительное перемешивание, и способствует образованию эмульсий. Чем выше газовый фактор сырой нефти, тем более значимым может быть это явление.

I.5.4 Эмульсии могут быть водонефтяными, которые называют нормальными эмульсиями, а также эмульсиями типа «нефть в воде», которые называются обратными эмульсиями.

I.5.5 Проблема эмульсий заключается в том, что они затрудняют работу сепараторов, так как регуляторы уровня на платформе не могут точно выявлять поверхности раздела фаз, что ведет к возможному уносу одной фазы другой. В худшем случае возможна полная потеря контроля, когда приборы не в состоянии идентифицировать поверхности раздела фаз.

I.5.6 Повторяемое фрагментирование эмульсии может привести к сильному увеличению вязкости флюида, в частности, когда содержание воды составляет менее 50 %.

I.5.7 Стабильность эмульсий сырой нефти зависит от достаточного большого числа факторов, в том числе:

- температуры;
- присутствия эмульгаторов;
- pH и содержания в воде солей;
- вязкости и плотности нефти;
- разности в плотности двух жидкостей;
- объемной доли и размера диспергированных капель;
- возраста эмульсии и т. д.

I.5.8 Чтобы эмульсия оставалась стабильной, она должна содержать эмульгаторы, т. е. поверхностно-активные компоненты. Такими компонентами могут быть моющие средства или мыло, макромолекулярные стабилизирующие агенты или разделенные нерастворимые твердые частицы, например, асфальтены и смолы. Мелкие твердые частицы, например, побочные продукты коррозии, соли, асфальтены или песок, также могут вносить свой вклад в стабильность эмульсий.

I.5.9 Рекомендованные меры, предотвращающие образования эмульсий, тесно связаны с перечисленными выше факторами и включают:

- поддержание температуры добытых флюидов до сепарации;
- снижение числа точек, где может происходить фрагментирование и образование турбулентности добываемого флюида, например, за счет снижения дросселирования;
- уменьшения количества загрязняющих веществ, которые образовываются в системе, за счет использования ингибиторов коррозии, ингибиторов образования отложений и СОД;
- устранение причин выпадения осадка асфальтенов, поскольку они оказывают сильное влияние на образование плотных (устойчивых) эмульсий;
- отказ от перемешивания разных сырых нефтей до тех пор, пока не проведены адекватные испытания по выявлению подходящих деэмульгаторов объединенного потока.

I.5.10 Технология разрушения эмульсий обычно включает три элемента: тепло, время и применение деэмульгаторов. Деэмульгаторы изменяют поверхностное натяжение одной или нескольких жидкостей, что эффективно снижает стабильность эмульсии.

Примечание — Четвертым механизмом разрушения эмульсии является использование электростатических сил. Эта новая технология, но испытываемые установки показывают многообещающие результаты.

I.5.11 Большое число переменных, которые влияют на стабильность эмульсии, делают эмульсию каждого вида сырой нефти уникальной, а это в свою очередь ведет к необходимости проведения практических испытаний для выявления подходящих деэмульгаторов, поскольку деэмульгатор может быть очень эффективным для одной эмульсии и совсем неэффективным для другой.

I.5.12 Выбранный деэмульгатор должен быть совместимым со всеми используемыми в системе химическими реагентами, такими как ингибиторы гидратообразования, ингибиторы коррозии, ингибиторы образования отложений, пеногасители и реагенты, применяемые для борьбы с парафинами. Опыт показывает, что в некоторых системах ингибиторы коррозии могут увеличить стабильность эмульсии. Используемый деэмульгатор может со временем меняться, поскольку изменяется состояние системы добычи (например, изменяется процентное содержание воды или добавляются другие реагенты).

I.5.13 Деэмульгатор может подаваться в поток в разных точках либо до, либо после того места, где формируется эмульсия. Для предотвращения образования эмульсии деэмульгатор лучше закачивать в поток до точки ее образования.

I.5.14 Возможно возникновение эмульсии типа нефть в воде (обратного типа). Эти эмульсии важны, поскольку они влияют на качество воды, которая должна быть сброшена в окружающую среду или закачена в пласт. Цвет обратных эмульсий может изменяться от мутно-белого до темно-коричневого и черного. Величина эмульгированной нефти может составлять от 100×10^{-6} % до 2 % (объемная доля).

I.5.15 Если эмульсия образуется во время эксплуатационных испытаний разведочных/параметрических скважин, то следует зарегистрировать время, затраченное на ее разделение, а после формирования капель воды необходимо взять пробы отделенной нефти и провести исследования на центрифуге для определения количества оставшейся воды, эмульсии и твердых частиц.

I.5.16 Для получения данных о возможных проблемах, связанных с образованием эмульсии, испытание флюида следует проводить на пробах, взятых на забое разведочных/параметрических скважин. Для образования таких эмульсий пластовая вода, как правило, не требуется, так как стабилизаторы эмульсии обычно находятся в нефти. Анализ пластовой воды является, однако, полезным при добавлении синтетического рассола. Растворенные в синтетическом рассоле соли должны быть аналогичны имеющимся в пластовой воде, как и показатель pH.

I.6 Пенообразование

I.6.1 Пена обычно определяется как газ, диспергированный в жидкости в такой пропорции, что ее объемная плотность становится ближе к плотности газа, чем к плотности жидкости. Чистые жидкости редко образуют пену при их газировании.

I.6.2 По аналогии с эмульсией пена затрудняет работу сепараторов, так как регуляторы уровня на платформах не могут точно выявлять поверхности раздела фаз, что ведет к возможному уносу одной фазы другой. В худшем случае возможна полная потеря контроля, когда приборы не в состоянии идентифицировать поверхности раздела фаз. Это может привести к переносу жидкости в потоке газа и, следовательно, к трудностям в работе компрессорного оборудования и отказу оборудования.

I.6.3 Как правило, образование пены происходит в растворе, применяемом для подготовки природного газа. В результате происходит потеря используемого раствора, снижается производительность, а продукция не удовлетворяет требованиям спецификации.

I.6.4 На новом оборудовании образованию пены способствуют остатки масла и сварочные флюсы, прилипающие к металлическим поверхностям, поэтому рекомендуется тщательная очистка такого оборудования.

I.6.5 Проблему образования пены можно решать за счет ввода пеногасителей в линию до эксплуатационного сепаратора. Подобранный реагент должен быть совместимым со всеми используемыми в системе реагентами, например, ингибиторами гидратообразования, ингибиторами коррозии, ингибиторами образования отложений, деэмульгаторами и реагентами, используемыми для борьбы с образованием парафина.

I.6.6 Ингибиторы коррозии по своей природе являются поверхностно-активными веществами и, как правило, способствуют образованию пены.

I.6.7 Для решения проблемы пенообразования могут использоваться механические методы, например, установка на выходе сепаратора осевого циклонного сепаратора для отделения взвеси.

I.6.8 Для получения данных о возможных проблемах, связанных с образованием пены, следует проводить испытание флюида на пробах, взятых на забое разведочных или параметрических скважин.

I.7 Образование отложений

I.7.1 Все углеводородные месторождения содержат воду, в которой растворены соли из пластовой породы, и в большинстве случаев эта вода добывается вместе с углеводородами. Изменения давления и температуры, а также контакт с закачанной морской водой может сделать пластовую воду перенасыщенной, что ведет к выпадению избыточных солей, которые откладываются в виде твердого осадка.

I.7.2 Выпадение в осадок неорганических соединений может привести к образованию твердых отложений, как в самом пласте, так и во всей добычной системе. Это обстоятельство может привести к серьезным последствиям для продуктивного пласта и к потере давления в системе. Под слоем твердого осадка часто активизируется коррозия.

I.7.3 Образующийся твердый осадок имеет тенденцию накапливаться, т. е. если сформировался твердый осадок, то наиболее вероятно продолжение этого процесса, так как сам осадок представляет собой низкоэнергетическую поверхность, на которой может образоваться дополнительный слой. Более того, перепад давления, вызванный ограничением потока начальным слоем осадка, увеличивает возможность его наращивания в этом же самом месте. Это означает, что значительные отложения могут возникать на существующих препятствиях, например, в скважинных клапанах и подводных штуцерах и, следовательно, могут явиться причиной сбоев в работе оборудования или привести к прекращению его функционирования.

I.7.4 При наличии потенциально широкого диапазона твердых осадков, которые могут формироваться в определенных условиях, наиболее распространенными на нефтепромыслах являются карбонат кальция ($CaCO_3$), известный как кальцит, и сульфат бария ($BaSO_4$), или барит. В пластах с высокими давлением и температурой могут встречаться другие типы твердых осадков, например, карбонат бария, карбонат стронция и т. д., но в этом разделе они детально не рассматриваются.

I.7.5 Зная состав пластового и закачиваемого рассола и используя термодинамические принципы, можно оценить опасность возникновения проблем, связанных с отложениями солей в конкретной добычной системе.

I.7.6 Для определения возможности образования твердого осадка требуется представительная проба пластовой воды. Такую пробу трудно взять в разведочной или параметрической скважине, если только пластовая вода не отбирается в течение длительного периода времени. При попытке взять пробу воды из песчаника скважинные пробоотборники извлекают только буровой фильтрат.

I.7.7 Некоторые свойства пластовой воды могут быстро изменяться после отбора пробы, поэтому лучше всего исследовать параметры воды на промысле. Образцы воды следует переносить между контейнерами при пластовой температуре и давлении, чтобы не допустить выпадение осадка и, следовательно, потери карбонатов и сульфатов еще до анализа пластовой воды.

I.7.8 Определяющим фактором выпадения кальцита служит падение давления в добычной системе, что ведет к выделению CO_2 из водного раствора. В результате кальцит выпадает в осадок, а у рассола увеличивается показатель pH, который значительно снижает растворимость кальцита в извлеченной воде.

I.7.9 Образование кальцита является типичной проблемой при содержании воды в диапазоне от 10 % до 15 %. Осадок кальцита сначала наблюдается в скважинной насосно-компрессорной колонне. По мере падения давления в пласте при эксплуатации месторождения, место образования кальцита перемещается далее вниз по скважине и может начаться его отложение в зоне перфорации, в гравийном фильтре или в призабойной зоне скважины.

I.7.10 Правильный прогноз образования твердых осадков карбонатов является трудной задачей, так как требуются точные данные по нескольким параметрам, в том числе pH, концентрации бикарбоната и парциальному давлению CO_2. Эти параметры могут зависеть друг от друга, и все они измеряются с большими погрешностями. Тем не менее, имеются программы для прогнозирования, которые могут дать качественную оценку вероятности образования кальцита на период эксплуатации месторождения.

I.7.11 Главным фактором выпадения твердого осадка сульфатов является перемешивание закачанной морской воды (с высоким содержанием анионов сульфата) с пластовой или реликтовой водой (содержащей барий, стронций и катионы кальция).

I.7.12 Образование баритов возможно в любом месте системы после точки, где происходит смешение пластовой и закачиваемой воды. На вероятность возникновения сульфатных осадков оказывают негативное влияние факторы, способствующие более интенсивному перемешиванию пластовой и закачиваемой воды, например, неоднородность пласта и образование конуса обводнения.

I.7.13 Хотя масса барита, выделяющегося в пласте, обычно меньше, чем в добычном оборудовании, он может стать причиной существенных проблем при обеспечении стабильности потока. Отложение барита возрастает на протяжении всего срока эксплуатации системы, так как растворимость барита снижается по мере снижения температуры и давления в системе. Образование барита достигает наивысшей точки при превышении 10 % уровня закачиваемой морской воды.

I.7.14 Другая проблема, связанная с отложением барита, заключается в том, что он практически всегда образует смешанный твердый осадок, содержащий кальций, стронций и радий, который является природным радиоактивным материалом. Это может привести к образованию радиоактивного осадка, известного как осадок с низкой радиоактивностью. Демонтаж и ликвидация оборудования, покрытого таким осадком, в процессе удаления отложений, либо при ремонте или выводе оборудования из эксплуатации, может представлять определенный риск для здоровья персонала. Указанный процесс является трудоемким и дорогостоящим. Таким образом, проблемы, связанные с образованием твердых отложений, лучше предотвращать, чем устранять, если это вообще возможно.

I.7.15 В целом признается, что модели прогнозирования сульфатных осадков являются относительно достоверными.

I.7.16 Необходимость проведения мероприятий по борьбе с отложениями солей определяется в значительной мере стратегией отбора запасов и типом скважины (вертикальная или наклонная в сравнении с горизонтальной). Для того, чтобы оборудование было оснащено необходимыми устройствами для борьбы с образованием твердых отложений, необходимо на ранней стадии определить тип скважин и стратегию отбора запасов. Для борьбы с отложением солей в каждую скважину по специальной линии шлангокабеля может подаваться ингибитор.

I.7.17 Стратегия отбора запасов оказывает влияние на возможность образования твердых отложений.

Если добыча на месторождениях осуществляется в режиме естественного истощения, то сульфатные осадки не представляют проблемы. В то же время, могут иметь место отложения карбонатов, что вызывает необходимость применения ингибиторов, кислотной промывки и обработки пласта под давлением.

На месторождениях, где для поддержания давления в пласт закачивается морская вода, возможно образование сульфатных и карбонатных отложений. Продолжительность и сложность мероприятий по борьбе с отложением сульфатов напрямую связаны со схемой заводнения. Так закачивание морской воды в водоносный пласт может привести к долгосрочным проблемам образования сульфатов, тогда как закачивание морской воды в нефтяную оторочку ведет к увеличенному отложению твердых осадков, но в более коротком периоде.

На месторождениях с высоким содержанием бария (например, с массовой долей больше 1000×10^{-6} %) трудно или невозможно предотвратить образование сульфатного осадка за счет использования химических ингибиторов, если в пласт закачивается неподготовленная морская вода. В этом случае для поддержания пластового давления необходимо закачивать частично десульфатированную морскую воду, ограничивая, таким образом, вероятность образования сульфатного осадка. Обычно такой метод применяется в крайнем случае, так как десульфатация большого количества морской воды стоит очень дорого и не снимает необходимости в кислотной

промывке и обработке пласта под давлением, если это потребуется для решения проблемы карбонатных осадков.

На месторождениях, где для поддержания давления в пласт закачивается пластовая вода, для обеспечения необходимого объема эта вода смешивается на основном сооружении с морской водой. Это может привести к образованию осадков сульфатов и/или карбонатов и, следовательно, может потребоваться закачка дополнительного ингибитора солеобразования на основном сооружении. В этом случае ингибитор солеобразования должен работать длительный период времени при температурах в линии закачки ниже пластовых. При недостаточном количестве ингибитора твердые осадки начнут появляться до его достижения пласта, ухудшая, таким образом, процесс закачивания.

На месторождении, где для поддержания пластового давления закачивается вода из водоносного горизонта, не должно быть проблем с отложениями сульфатов, но карбонатные соли будут образовываться, ухудшая, таким образом, процесс закачивания.

I.7.18 Вертикальные скважины характеризуются, как правило, большей депрессией, чем горизонтальные скважины, и поэтому проблемы, связанные с образованием осадков карбонатов, в таких скважинах более вероятны. Низкая депрессия в горизонтальных скважинах может привести к смещению места образования отложения карбоната выше по стволу скважины по сравнению с эквивалентной вертикальной скважиной.

I.7.19 Борьба с образованием осадков солей ведется в основном с применением химических ингибиторов на основе фосфонатов или полимеров. Выбор соответствующего типа реагента, лучше всего подходящего к применению в данном конкретном случае, следует делать с учетом следующих факторов:

- минерального вещества, которое необходимо ингибировать;
- места, где происходит образование твердого осадка;
- совместимости ингибитора с химическим составом добываемого рассола;
- термической стабильности ингибитора при рабочих температурах.

I.7.20 Обычно для решения проблемы образования осадка солей в каждом случае подходит ряд ингибиторов, поэтому требуется проведение сравнительного анализа для выявления ингибитора с лучшей производительностью и рентабельностью.

I.7.21 Способ доставки ингибитора определяется местом выпадения твердых осадков, так как для эффективного использования ингибитор следует вводить до той точки, где могут образоваться твердые осадки. Ингибитор может быть применен одним из двух способов:

- закачка ингибитора в скважину;
- закачка ингибитора под давлением непосредственно в пласт.

Закачивание ингибитора в скважину обычно используется для предотвращения образования осадка в добычном оборудовании. Точки закачивания обычно располагаются на подводной устьевой арматуре или в стволе скважины, в зависимости от того, насколько далеко вверх по потоку расположено место, где вероятно образование осадка.

Если закачивание ингибитора должно быть непрерывным, то следует предусмотреть отдельную линию к каждой скважине для управления закачкой реагента (его типом и расходом) с главного сооружения, а не распределение реагента по скважинам под водой.

Очевидно, что подача реагента в НКТ ниже подводного предохранительного клапана создает путь для возникновения утечки, минуя клапан, поэтому этот вопрос следует учесть при проектировании скважины.

Закачка ингибитора под давлением непосредственно в пласт обычно используется для предотвращения образования твердых осадков в призабойной зоне, т. е. в самом пласте. Обработка пласта под давлением осуществляется либо путем закачки реагента под давлением в скважину по эксплуатационной колонне/вспомогательной линии, либо с помощью гибких труб.

Для подводных скважин закачка в пласт является предпочтительным методом, так как применение гибких труб требует проведения дорогостоящих операций. Следует помнить, что закачка в пласт не является лучшим способом при закачке ингибитора в горизонтальную скважину, поскольку трудно управлять его распределением в пласте. В этом случае закачивание под давлением в пласт может оказаться неэффективным или срок службы ингибитора будет короче.

Для обеспечения эффективности использования ингибитор должен выполнять свою функцию при очень низкой концентрации, а также достигать нижних интервалов пласта для увеличения срока эффективного действия.

I.7.22 Удаление осадка при его образовании обычно выполняется одним из двух методов:

- химическое удаление;
- механическое удаление.

Для удаления карбонатных солей обычно используются неорганические кислоты, например, HCl или HNO_3. Если используется HCl, то следует добавлять ингибитор для защиты от коррозии, особенно для хромистых сталей. Вариантом использования химических методов является применение органических кислот, например, уксусной и муравьиной кислоты, которые могут быть использованы для минимизации повреждений деталей из хромистой стали.

Сульфатные осадки, как правило, являются более твердыми по сравнению с карбонатными отложениями. Имеются различные патентованные растворители на основе хелатных добавок, которые можно применять для удаления твердого осадка.

Реагенты, растворяющие осадки, как правило, применяются путем задавливания в скважину пробки из реагента, где она выдерживается перед возобновлением добычи. Что касается закачки ингибитора солеотложения в пласт, то задавливание такой пробки не обеспечивает оптимального распределения ингибитора в горизонтальных скважинах.

Все механические методы удаления осадка в ПФА или ниже ее требуют проведения внутрискважинных работ и, следовательно, будут дорогостоящими для подводных скважин.

К механическим методам относятся:

- фрезерование (на гибкой насосно-компрессорной колонне);
- водоструйная очистка (с использованием или без использования кислоты);
- повторная перфорация;
- гидроразрыв;
- замена поврежденного оборудования.

I.7.23 Очевидно, что ни один из этих методов не является идеальным. Еще меньше вариантов очистки от отложений существует для оборудования, расположенного между подводной устьевой арматурой и технологическим оборудованием на платформе, которое является более доступным.

I.8 Проблемы, связанные с выносом песка

I.8.1 Вынос песка

I.8.1.1 Вынос песка из пласта в скважину происходит в случае, когда при добыче флюида депрессия на пласт превышает его механическую прочность.

I.8.1.2 Важно проводить различие между выносом крупных частиц (песка) и выносом тонкодисперсионных включений, которые обычно не считаются частью структуры пласта. Некоторые тонкодисперсионные включения почти всегда выносятся со скважинными флюидами, что в действительности является полезным с точки зрения улучшения проницаемости пласта.

I.8.1.3 Значительный вынос песка может привести к следующим проблемам:

- закупориванию каналов перфорации;
- закупориванию НКТ;
- закупориванию выкидных линий и сервисных линий небольшого диаметра;
- увеличению гидравлических потерь вследствие уменьшения проходных отверстий в частично закупоренных НКТ или выкидных линиях;
- эрозии оборудования, особенно клапанов, штуцеров, изгибов труб и устьевой арматуры;
- ускоренной коррозии НКТ и выкидных линий за счет образования коррозийных гнезд под слоем песка;
- нарушению работы оборудования, например, клапанов, вследствие отложения песка на критически важных деталях;
- отложению песка в расположенных на поверхности аппаратах, что ведет к ухудшению эксплуатационных характеристик, потере продукции во время очистки и созданию проблем с удалением отходов.

I.8.1.4 Вероятность выноса песка, а также количество песка, вынесенного из скважины, зависит от многих факторов, в том числе:

- дебита скважины (чем выше дебит скважины, тем больше перепад давления и, следовательно, больше депрессия на пласт);
- свойства флюида (чем выше вязкость флюидов, тем большему воздействию подвергается пласт);
- свойства породы;
- заканчивания скважины (отклонение скважины от вертикали, методы перфорирования и изоляция интервалов могут влиять на вынос песка);
- времени.

Вынос песка чаще всего имеет место в месторождениях третичного периода. Более старые породы сильнее цементированы, и проблемы выноса песка из таких пород не являются столь серьезными. Проницаемость пласта также влияет на вынос песка, поскольку меньшая проницаемость обычно приводит к большей депрессии на пласт.

Изменение свойств пласта или флюидов со временем может повлиять на характеристику выноса песка из скважины. Например, вторжение в пласт тонкодисперсионных включений или отложения асфальтенов/солей может снизить проницаемость пласта и вызывать повышение депрессии. Во многих случаях вынос песка существенно увеличивается, когда скважина наряду с жидкими углеводородами начинает давать воду и газ.

I.8.1.5 Большое число влияющих факторов, наряду со сложностью получения необходимых данных и точного моделирования скважинной среды, делают надежное прогнозирование выноса песка трудно решаемой задачей.

I.8.1.6 Некоторые промысловые геофизические приборы могут измерять прочностные свойства геологических формаций. Эти данные могут быть соотнесены с результатами исследования прочности извлеченных из скважины кернов для прогнозирования зон разрушения породы и возможного выноса песка при заданной депрессии на пласт.

I.8.1.7 Существуют модели для прогнозирования выноса песка, которые построены на основе геомеханики пласта. Такие модели учитывают параметры пласта, уровень добычи и результаты исследования прочности кернов для каждого продуктивного интервала. Они позволяют оценить, какие породы могут быть разрушены и сколько песка может быть вынесено при заданных условиях.

I.8.1.8 При оценке потенциала выноса песка из новых скважин или на новых месторождениях следует учитывать данные, полученные в других скважинах, пробуренных в аналогичных коллекторах.

I.8.1.9 Оптимальную программу заканчивания для каждой скважины следует разрабатывать с учетом оценки вероятности выноса песка и возможных последствий, т. е. необходима всесторонняя оценка риска нарушения/отказа добычной системы вследствие выноса песка. На основе этой оценки может быть принято одно из двух решений: установить скважинное оборудование для контроля выноса песка, либо бороться с потенциальными проблемами, которые могут возникнуть вследствие этого выноса.

I.8.2 Борьба с поступлением песка в скважину

I.8.2.1 Борьба с поступлением песка в скважину включает использование специальных методов и внутрискважинного оборудования. К ним следует отнести:

- укрепление коллектора за счет использования химических реагентов;
- экраны, хвостовики с щелевидными отверстиями и фильтры;
- внутренние обсадные трубы и гравийные фильтры в необсаженной части ствола;
- расклинивание образовавшихся при гидроразрыве трещин, включая использование смешанного со смолой песка.

I.8.2.2 В каждом конкретном случае до принятия окончательного решения об использовании приведенных выше методов и оборудования необходимо исследовать следующие вопросы:

- стоимость и трудоемкость монтажных работ;
- возможность применения в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- возможность применения в протяженных зонах;
- ограничения на изоляцию продуктивных интервалов;
- срок службы метода или оборудования и стоимость ремонта;
- ограничение депрессии и дебитов, и влияние этих ограничений на индекс продуктивности.

I.8.3 Управление выносом песка

I.8.3.1 Альтернативой методам борьбы с поступлением песка в скважину является комплекс мероприятий по минимизации, мониторингу и удержанию уровня выноса песка в допустимых пределах на протяжении срока эксплуатации месторождения без применения специального внутрискважинного оборудования.

I.8.3.2 Этот подход основывается на прогнозировании количества выносимого песка на протяжении срока эксплуатации скважины и имеет преимущество с точки зрения уменьшения капитальных затрат и увеличения производительности. Применение данного подхода также требует проведения мониторинга выноса песка из каждой скважины и управления сопутствующими рисками.

I.8.3.3 Техника заканчивания скважин, используемая для снижения вероятности выноса песка, включает:

- применение горизонтальных скважин и увеличенных интервалов перфорации. Использование для снижения депрессии на пласт перфорации с увеличенной плотностью и диаметром отверстий;
- ориентированная перфорация для повышения прочности в тех случаях, когда напряжения в пласте сильно различаются по направлениям;
- избирательная перфорация высокопрочных интервалов;
- использование чистых флюидов при заканчивании скважин и перфорирование с отрицательной депрессией на пласт.

I.8.3.4 Мероприятия по удалению песка могут осуществляться сразу после заканчивания скважины и затем периодически повторяться в процессе эксплуатации для предотвращения скопления песка в скважине. Такие мероприятия являются полезными для определения объема поступающего песка и оптимизации допустимой депрессии на пласт и дебита скважины. Следует принимать меры для предотвращения закупоривания песком скважины и оборудования и связанных с этим дорогостоящих ремонтных работ.

I.8.3.5 Частью стратегии управления выносом песка является ограничение дебитов, величина которых определяется допустимой скоростью эрозии. Ограничения на скорость эрозии необходимо корректировать по мере изменения устьевого давления и газожидкостного фактора, поскольку эти параметры влияют на скорость флюида и, следовательно, интенсивность эрозии.

I.8.3.6 Поддержание достаточно высокого расхода в выкидной линии обеспечивает нормальный вынос песка, способствует уменьшению эрозии нижней части трубопровода и предотвращению закупоривания. Парадоксально, но более низкие скорости не всегда приводят к меньшей эрозии, поскольку уменьшение энергии частиц сопровождается увеличением числа их соударений со стенкой трубы.

I.8.3.7 Подводное оборудование следует проектировать таким образом, чтобы уменьшить возможную эрозию, например, за счет использования в штуцерах износостойких материалов, увеличения толщины стенок труб, применения в трубной обвязке изгибов большого радиуса и ориентированных тройников. Обеспечение возможности замены под водой подверженных эрозии элементов (например, внутренних деталей штуцера) также является частью общей стратегии управления выносом песка.

I.8.3.8 Использование под водой устройств мониторинга выноса песка заслуживает серьезного рассмотрения вне зависимости от выбранного подхода к решению вопросов, связанных с этим процессом. Скважинное оборудование для управления выносом песка может быстро выйти из строя, что может привести к серьезным проблемам, включая повреждение подводного оборудования, до того, как появление песка будет замечено на главном сооружении. Аналогично, при управлении выносом песка необходимо осуществлять постоянные измерения для

подтверждения того, что объем выносимого песка находится в расчетном диапазоне и, следовательно, контролируется риск возникновения неисправности или отказа системы.

I.8.3.9 Предпочтительнее устанавливать детекторы выноса песка на отдельных скважинах, а не на трубной обвязке манифольда. Таким образом, можно выявлять проблемные скважины и управлять ими. Полезно установить дублирующую систему обнаружения выноса песка на главном сооружении, так как ее легче калибровать, и она может использоваться для проверки работы подводных измерительных приборов.

I.8.4 Подводные детекторы выноса песка

Подводные детекторы выноса песка можно разделить на две основные категории: внешние и внутренние датчики.

Внешние датчики:

- на трубной обвязке подводной устьевой арматуры может быть установлен акустический датчик, который улавливает шум удара песчинок о внутреннюю поверхность трубы. Акустические датчики являются очень чувствительными к шумам и, следовательно, на них влияют такие факторы, как режим потока, расход, газовый фактор, содержание воды в нефти и т. д. Для получения надежных результатов требуется калибровка датчиков в условиях промысла;

- на трубную обвязку устьевой арматуры может устанавливаться ультразвуковой прибор, позволяющий измерять толщину стенок трубы и обнаруживать ее уменьшение вследствие эрозии под действием частиц песка. Устанавливать такие приборы следует там, где трубы в наибольшей степени подвержены эрозии. На практике эти приборы устанавливают сразу за фонтанным штуцером, однако, в случае повреждения штуцерного клапана (например, под действием песка) поток может сместиться к неконтролируемой стороне трубы.

В трубной обвязке подводной устьевой арматуры может быть установлен внутренний датчик электрического сопротивления, который определяет суммарную эрозию за счет измерения сопротивления в заданном поперечном сечении. Эти датчики восприимчивы к изменениям температуры добываемых флюидов и требуют калибровки в условиях промысла для получения надежных результатов. Принято устанавливать такие приборы сразу за фонтанным штуцером, однако, в случае повреждения штуцерного клапана (например, под воздействием песка) поток может сместиться в сторону от датчика.

Рабочие характеристики детектора на разных месторождениях отличаются, а также изменяются со временем. Детектор реагирует на изменения эксплуатационного режима (например, использование газлифта), давления на устье скважины и газожидкостного фактора.

Для эффективного использования детекторов необходимо проводить специальные мероприятия, например, регулярно анализировать тренд измеряемых параметров и совершенствовать процедуры, выполняемые при обнаружении песка.

I.8.5 Удаление песка

I.8.5.1 Удаление песка из СПД связано с проведением следующих мероприятий:

- очистка НКТ с применением гибких труб, спускаемых с ремонтного судна;

- круговой прогон СОД в подводных выкидных линиях или использование подводной камеры для запуска этих средств;

- удаление песка на главном сооружении с помощью гидроциклонного пескоотделителя или периодическая очистка сепараторов.

I.8.5.2 Варианты размещения песка зависят от расположения месторождения и включают:

- очистку и сброс песка в море, если это допускается действующим законодательством;

- закачку песка в поглощающий пласт с использованием специальной скважины;

- сбор и транспортирование песка на берег для захоронения или утилизации.

I.9 Образование жидкостных или газовых пробок

I.9.1 Общие положения

I.9.1.1 Объединенный поток газа и жидкости, известный как многофазный поток, широко распространен в нефтедобывающей промышленности. Многофазный поток обычно имеет место на устье скважины, в выкидных линиях и в технологических установках ВС. Многофазный поток играет важную роль в СПД, поскольку надежность и стоимость оборудования напрямую зависит от характеристик потока добываемых флюидов.

I.9.1.2 Многофазный поток интенсивно изучался в течение многих лет и за последние 15 лет был достигнут значительный прогресс в моделировании режимов потока и соответствующих профилей давления и температуры.

I.9.1.3 В литературе о многофазных потоках приведено более 100 определений для разных режимов и подрежимов течения. Для потока в вертикальных трубах (которые определяются как трубы с наклоном от 10° до 90° относительно горизонта) определены следующие режимы течения: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой. В горизонтальных трубах (которые определяются как трубы с наклоном менее 10° относительно горизонта) определены такие режимы течения, как пузырьковый, пробковый, расслоенный и кольцевой.

I.9.1.4 Разные режимы могут быть нанесены на карту режимов течения (с приведенной скоростью жидкости по оси Y и приведенной скоростью газа по оси X), однако, границы между ними никогда не обозначаются четко и могут значительно смещаться, поскольку зависят от большого числа переменных.

I.9.1.5 В многофазной СПД из всех режимов наибольший интерес представляет пробковое течение. Этот режим представляет собой перемежающиеся жидкостные пробки и пузыри газа, некоторые из которых могут до-

стигать сотни метров длиной, и приводит к сильным перепадам давления и расхода на всем протяжении добычной системы, если режим должным образом не прогнозируется и не управляется. Возникающие перепады давления и расхода могут быть причиной:

- повреждения оборудования вследствие вибрации, ударных нагрузок и возрастающей коррозии;
- серьезных нарушений в сепараторах, ведущих к плохому разделению фаз;
- больших и быстро изменяющихся нагрузок на компрессорное оборудование, которые приводят к снижению его эффективности и нежелательному сбросу газа на факел;
- частых остановок или ограничений добычи, что в итоге ведет к значительным потерям прибыли.

I.9.1.6 Для прогнозирования указанных проблем требуется правильное моделирование гидравлических и тепловых характеристик СПД. На основе определенных оператором необходимых рабочих параметров системы (включая время безотказной работы и эксплуатационную готовность) может быть разработана ее экономически эффективная конструкция.

I.9.1.7 Усложнение СПД для глубоководных месторождений или в случае удаленного расположения от главного сооружения приводит к необходимости создания комплексной гидравлической/тепловой модели всей системы от коллектора до отгрузочных насосов с целью ее оптимизации. Такая модель должна включать переходные и установившиеся режимы, так как именно предельные значения в переходных условиях определяют требования к конструкции системы.

I.9.1.8 Для правильного моделирования установившегося и переходного гидравлического и теплового режимов требуются следующие данные:

- конфигурация трубопроводов, включая диаметры НКТ и выкидных линий, шероховатость поверхностей, ограничения потока и т. д.;
- топография пути потока, т. е. траектория ствола скважины, профиль выкидной линии на дне моря и профиль райзера;
- динамика добычи;
- свойства флюидов;
- изменение указанных параметров со временем (на короткий период, например, из-за сегрегации газа в верхней части скважины при ее остановке, и на долгосрочный период, например, падение давления в пласте и увеличение содержания воды).

I.9.1.9 Подобное моделирование позволяет определить:

- оптимальный диаметр линии для установленного диапазона дебитов скважин и снижения давления;
- ограничения максимальной скорости флюида для уменьшения эрозии;
- требования к минимальной скорости флюида;
- нагрузку от жидкости в НКТ (для определения возможности поднятия продукции из скважины);
- скопление жидкости в системе выкидных линий (чтобы увеличение расхода не превысило производительность оборудования на главном сооружении);
- образование и перемещение отложений песка в более пологих участках ствола скважины и в системе выкидных линий;
- возможность образования газожидкостных пробок в системе;
- необходимость использования механизированных методов добычи, включая газлифт (в скважине, на подводном манифольде или в основании райзера) и подводные насосы (в скважине или на морском дне).

I.9.1.10 В многофазных системах, в отличие от однофазных, больший диаметр выкидных линий не обязательно обеспечивает большую пропускную способность. Кроме того, в глубоководных системах наибольший перепад давления и температуры часто происходит в райзере.

I.9.1.11 Оптимизация конструкции системы включает нахождение компромиссных решений относительно параметров, упомянутых выше, и других параметров, включая:

- использование оборудования и линий стандартных размеров;
- температурные ограничения для выбранного оборудования;
- сложность и стоимость монтажа выбранного оборудования;
- требования к испытаниям скважин;
- необходимость обеспечения резерва производительности для будущего расширения системы;
- способность накопления продукции в системе (если остановка добычи в газовой или газоконденсатной системе вызовет существенные экономические последствия);
- общая стоимость установленной системы.

I.9.1.12 Одним из наиболее важных результатов гидравлического/теплового моделирования является прогнозирование формирования пробкового режима течения.

I.9.1.13 Пробковое течение принято моделировать с использованием модели «единичной ячейки», которая описывает поток как последовательность одинаковых жидкостных пробок и газовых пузырей, движущихся по пленке жидкости на дне трубы (в горизонтальных и близких к горизонтальным трубопроводах). Благодаря относительной простоте и эффективности вычислений, эта модель имеет преимущество для тех случаев, когда пробковое течение не является доминирующим режимом потока, или для параметрических исследований установившегося состояния, при которых требуется оценка большого числа сценариев.

I.9.1.14 Однако для основного морского сооружения (где имеются значительные ограничения по весу и площади) при разработке экономически эффективной конструкции оборудования требуется детальное моделирование газожидкостных пробок. Современные модели, известные как модели «отслеживания пробки», позволяют прогнозировать образование, взаимодействие и диссипацию отдельных пробок по мере их продвижения по системе. Такие модели позволяют рассчитать объем, скорость и частоту газожидкостных пробок, а также перепады давления в переходных и установившихся режимах.

I.9.1.15 Образование газожидкостных пробок в многофазной добычной системе может быть классифицировано в соответствии с механизмом возникновения:

- гидродинамическое (нормальное) образование газожидкостной пробки;
- рельефное (труднопреодолимое) образование газожидкостной пробки.

I.9.1.16 Образование газожидкостных пробок также зависит от эксплуатационной деятельности, например, пуска, остановки и изменения динамики добычи, операций очистки с запуском специальных устройств.

I.9.1.17 Указанные механизмы образования пробок могут присутствовать в системе одновременно, что приводит к их взаимодействию и чрезвычайному усложнению анализа.

I.9.1.18 Гидродинамическое образование газожидкостных пробок (известное как нормальное) обычно происходит при умеренных скоростях газа и жидкости. Однако по мере увеличения относительной скорости движения газа в жидкости начинают образовываться волны. Это происходит до того момента, пока высота волны не достигает верха трубы, что и ведет к образованию пробки. Такие пробки часто образуются у входа или вблизи входа в систему и могут увеличиваться или уменьшаться по направлению потока из-за изменений угла наклона или эффекта сжимаемости.

I.9.1.19 Длина гидродинамических пробок зависит в основном от диаметра выкидной линии (но, как правило, она относительно небольшая и составляет от 20 до 40 диаметров трубы). Следовательно, использование двух линий меньшего диаметра вместо одной линии большего диаметра может обеспечить контроль образования газожидкостных пробок такого типа. Однако эти короткие часто повторяющиеся пробки могут объединяться в более длинные пробки под действием рельефа или других факторов.

I.9.1.20 Причиной рельефного образования газожидкостных пробок является накопление значительных объемов жидкости в пониженных участках трубопровода. Как только жидкость доходит до верха трубы, газ, остановленный жидкостной пробкой, начинает сжиматься до тех пор, пока его давление не станет достаточным для преодоления гидростатического напора жидкости, после чего происходит расширение газа и выброс жидкости.

I.9.1.21 По мере того как пробка перемещается вверх по наклонному участку, жидкость отделяется от задней части пробки и стекает обратно в нижнюю точку участка трубы. В то же время стратифицированная жидкость собирается перед пробкой и дополняет ее переднюю часть. Если новой жидкости будет недостаточно для замещения потерянной, пробка разваливается до достижения следующей пиковой точки трубопровода. В системах с установившимся потоком жидкость со временем накапливается в нижней точке и может быть удалена из системы. Из-за действия силы тяжести рельефное образование пробок представляет большую угрозу в трубопроводах, имеющих уклон.

I.9.1.22 В самой низкой точке (т. е. у основания райзера) рельефное образование пробок является серьезной проблемой и имеет название «райзерной пробки». Райзерная пробка возникает в том случае, когда жидкость накапливается у основания райзера в течение продолжительного периода времени при определенных условиях потока, в частности, когда линия имеет уклон в сторону райзера при низком расходе. Такие пробки могут привести к серьезным проблемам, особенно в глубоководных СПД. Райзерным пробкам уделяется особое внимание при проведении анализа системы и при разработке необходимых решений.

I.9.1.23 Образование газожидкостной пробки в процессе эксплуатации вызывается запланированными изменениями в работе системы, например, использованием СОД, при пуске системы, ее продувке, изменении динамики добычи.

I.9.2 Методы решения

I.9.2.1 Общие положения

При изучении приведенных ниже методов решения проблемы необходимо помнить, что не существует универсального средства предотвращения образования серьезных газожидкостных пробок, и для принятия наиболее эффективного решения необходимо оценивать ситуацию в каждом конкретном случае. Предложенные методы решения помогут предотвратить, снизить или контролировать образование гидродинамических или рельефных пробок.

Классификация методов решений проблемы газожидкостных пробок является до некоторой степени произвольной. Следует помнить, что совместное использование двух или более методов может привести к лучшему результату. Например, в некоторых ситуациях контроль образования пробок может осуществляться за счет использования выкидной линии меньшего диаметра в сочетании с ограничением дросселирования на ВС. Ниже рассмотрены предлагаемые методы решения.

I.9.2.2 Варианты проектирования пути движения потока

Возможны следующие варианты при проектировании пути движения потока:

а) уменьшение диаметра НКТ, выкидной линии и райзера. В то время как уменьшение диаметра, как правило, снижает возможность образования газожидкостной пробки и ее размера, данное решение следует оценивать с позиции падения давления и, следовательно, производительности системы. Уменьшение диаметра райзера отно-

сительно диаметра выкидной линии может вызвать проблемы при проведении работ с использованием устройств очистки;

b) использование нескольких выкидных линий меньшего диаметра. Использование нескольких выкидных линий меньшего диаметра вместо одной линии большого диаметра снижает возможность образования газожидкостной пробки и ее размер. Данный метод может обеспечить гибкость эксплуатации при опробовании скважин и остановке добычи. В то же время, использование нескольких линий приводит к увеличению стоимости трубопровода и необходимости в дополнительных райзерах;

c) изменение трассы трубопровода. В некоторых случаях целесообразно проложить трубопровод таким образом, чтобы обойти пониженные участки морского дна, или обеспечить положительный наклон на участке подхода к основанию райзера (предпочтительно на дистанции, превышающей в несколько раз высоту райзера).

I.9.2.3 Газлифт и обводная линия для газа

Увеличение объема газа в потоке за счет его закачки в скважину, в начало выкидной линии или в основание райзера может оказывать положительный эффект на систему с точки зрения возможности образования газожидкостных пробок.

Закачку газа в выкидную линию у основания райзера можно осуществлять с помощью внешней или внутренней линии небольшого диаметра. Закачиваемый газ будет способствовать подъему жидкости в райзере, предотвращая, таким образом, образование жидкостной пробки у его основания.

Недостаток такого способа связан с необходимостью установки дополнительного райзера или выкидной линии, а также системы подводных клапанов, шлангокабеля управления и компрессорного оборудования на главном сооружении. Может возникнуть необходимость нагрева и ингибирования газа для предотвращения образования гидратов и смягчения требований к материалам в точке нагнетания (область с низкой температурой).

I.9.2.4 Установка обводной линии для газа у основания райзера

Альтернативным решением нагнетанию газа в основание райзера является прокладка обходной линии, по которой газ, остановленный в выкидной линии жидкостной пробкой (которая начинает образовываться у основания райзера), нагнетается в райзер выше жидкостной пробки. Такое решение снижает гидростатический напор в райзере и ускоряет перемещение газожидкостной пробки вверх по райзеру.

Подобная обводная линия может быть внешней или внутренней и иметь один или несколько входов. К недостаткам этого технического решения можно отнести необходимость установки подводой трубной обвязки и системы клапанов, а также большое удаление от райзера, на котором должна располагаться точка подсоединения обводной линии к трубопроводу во избежание ее блокировки гидродинамической или рельефной жидкостной пробкой.

I.9.2.5 Варианты управления на верхнем строении платформы

Возможны следующие варианты управления на ВС:

- увеличение противодавления в системе. Увеличение противодавления в системе позволяет снизить возможность образования и величину газожидкостной пробки за счет изменений режима потока в выкидной линии. Однако такое решение может также оказывать существенное отрицательное влияние на производительность системы;

- дросселирование потока. Дросселирование потока через регулирующий клапан, расположенный в верхней части райзера, осуществляется для стабилизации газожидкостного потока в райзере. При этом ускорение жидкости в райзере из-за снижения жидкостного напора (в то время как газовый пузырь следует за жидкостной пробкой в райзер) нивелируется увеличением потерь давления на трение в клапане. Недостатком этого метода регулирования образования газожидкостной пробки является тот факт, что необходимый перепад давления на регулирующем клапане примерно равен давлению столба жидкости в райзере. Это приводит к значительному противодавлению в системе в ситуации, когда райзер расположен на большой глубине;

- автоматизированные штуцеры и устройства подавления пробок. В настоящее время имеется широкий диапазон быстродействующих «интеллектуальных» систем управления для снижения возможности образования серьезной газожидкостной пробки. Такие системы, как правило, управляют давлением в основании райзера с использованием регулирующего клапана, установленного на ВС, или управляют расходом потоков жидкости и газа через мини-сепаратор, расположенный на основном сооружении.

Эти устройства предназначены для минимизации противодавления на систему и, следовательно, негативного воздействия на ее производительность. Поскольку такие системы разработаны недавно, опыт их эксплуатации на месторождении еще недостаточен для демонстрации диапазона применимости.

I.9.2.6 Варианты подводного оборудования

Возможно использование следующего подводного оборудования:

- подводные пробкоуловители. Подводные пробкоуловители могут быть установлены около основания райзера, чтобы перехватывать и разделять входящие газожидкостные пробки. После разделения газ свободно поднимается по одному райзеру, а жидкость закачивается насосом во второй для снижения противодавления на систему от гидростатического напора. Такая система была успешно установлена и работала на промысле, но ее эксплуатация была связана с большими капитальными затратами, а также с использованием электрических погружных насосов, которые требуют периодического извлечения для технического обслуживания;

- подводная сепарация. Разделение добытых флюидов на потоки газа и жидкости с помощью подводного сепаратора в принципе не отличается от использования подводного пробкоуловителя. Этот способ имеет определенные плюсы и минусы. Например, разделение флюидов на входе в выкидную линию может значительно снизить

объем ингибиторов, необходимых для предотвращения образования гидратов и коррозии. В этом случае требуются две выкидные линии (отдельно для газа и жидкости) и подводный насос для повышения давления в линии с жидкостью. Подводный сепаратор может быть установлен у основания райзера. В этом случае преимущества и недостатки его применения аналогичны рассмотренным выше для подводного пробкоуловителя.

I.9.2.7 Очистка трубопроводов

СОД используются для:

- контроля скопления жидкости;
- диагностики;
- удаления отложений, например, песка и парафина;
- повышения эффективности ингибиторов коррозии.

По мере продвижения устройства очистки вдоль трубопровода, оно собирает перед собой жидкость до тех пор, пока не образуется пробка. Борьба с такими пробками осуществляется путем оптимизации частоты запуска устройств очистки и применения специальных процедур. Например, частое применение устройств очистки поддерживает уровень жидкости в трубопроводе ниже накапливающегося в установившемся состоянии. Таким образом, при каждом проходе устройства вытесняется относительно небольшое количество жидкости, тем самым исключается необходимость использования более мощных установок приема жидкости.

Следует регулировать скорость прохождения устройств очистки таким образом, чтобы расход выходящей из трубопровода жидкости находился в пределах пропускной способности оборудования для ее подготовки. Очевидно, что использование второй линии для подачи жидкости, проталкивающей устройство очистки, облегчает выполнение этого требования, по сравнению с ситуацией, когда устройство после запуска под водой движется под напором добываемой продукции.

I.9.2.8 Пуск и продувка

Когда система остановлена, жидкость стекает в ее пониженные участки. После запуска системы эти скопления жидкости могут выходить в виде пробок. Одним из методов предотвращения образования таких пробок является повышение расхода в линии для выноса скопившейся жидкости перед остановкой системы.

Высокие скорости газа, которые имеют место при продувке линии, могут быть причиной образования переходной гидродинамической газожидкостной пробки.

I.9.2.9 Изменение расхода

Увеличение расхода может привести к увеличению вероятности образования гидродинамической пробки в газоконденсатных системах, если в линии содержится слишком много жидкости. На скопление жидкости в линии оказывает влияние:

- количество жидкости в добываемом флюиде;
- диаметр линии;
- скорость флюида в установившемся режиме;
- наличие пониженных участков в трубопроводе.

Для газоконденсатных трубопроводов, имеющих положительный угол наклона к горизонту по направлению потока, на гидравлический режим оказывает влияние величина угла наклона трубопровода.

Так как жидкие углеводороды и вода, скопившиеся в линии в установившемся режиме, могут разделяться, то увеличение расхода приводит к образованию пробок с более высоким содержанием воды. В результате может сложиться ситуация, когда объем выносимой воды превысит производительность оборудования на главном сооружении.

I.10 Вопросы применения материалов

I.10.1 Общие положения

В то время как термин «обеспечение стабильности потока» обычно используется для описания явлений, которые могут явиться причиной снижения объема добываемых флюидов (за счет возникновения физических препятствий или значительного увеличения перепада давления), есть два вопроса, связанные с выбором материалов, которые напрямую влияют на рассматриваемые процессы и, следовательно, заслуживают краткого упоминания.

Следует заметить, что подробные рекомендации по вопросам, относящимся к используемым материалам, даны в разделе 6 и в других частях ИСО 13628. В данном разделе их рассмотрение ограничено аспектами, связанными с проблемами обеспечения стабильности потока.

I.10.2 Коррозия

Режим потока может влиять на коррозию, так, например, химическое ингибирование трубопроводов из углеродистой стали может быть неэффективным в двухфазном потоке, поскольку ингибитор остается в жидкой фазе. Аналогично, пробковое течение или высоко турбулентный поток могут привести к удалению ингибитора коррозии со стенок трубопровода.

Параметры давления и температуры также влияют на эффективность применения ингибитора коррозии, поэтому при проектировании добычной системы этот факт следует принимать во внимание.

Процесс коррозии может проходить более интенсивно под отложениями песка или солей на стенках трубы, при этом в сочетании с эрозией коррозия может ускоряться.

Ингибиторы коррозии и другие реагенты, добавленные для обеспечения стабильности потока, следует проверять на совместимость с другими реагентами и материалами. Например, растворители парафина и дисперга-

торы могут разрушать защитные пленки, образованные ингибиторами коррозии, в то время как неразбавленный ингибитор коррозии может фактически ускорить коррозию некоторых сталей.

Ингибиторы коррозии могут стабилизировать эмульсии и вызывать сильное образование пены, поэтому до окончательного выбора/изменения ингибитора коррозии следует проводить испытания на добываемом флюиде.

I.10.3 Экстремальные температуры

Низкие температуры могут возникать при первичном и повторном пуске системы за счет эффекта Джоуля-Томсона по мере прохождения газа через штуцер подводной устьевой арматуры до того, как система нагреется потоком добываемого флюида. Охлаждение вследствие эффекта Джоуля-Томсона может стать причиной возникновения низких температур в системе газлифта в основании райзера (используемой для управления газожидкостной пробкой).

Низкие температуры могут вызываться изоэнтропическим охлаждением во время снижения давления и привести к хрупкому разрушению непригодных для таких условий материалов или способствовать образованию гидратов и/или парафина в системе сбора и выкидных линиях.

Для исключения таких проблем вопросы влияния низких температур должны рассматриваться при определении спецификации на материалы и на стадии проектирования процедур эксплуатации системы.

Все элементы системы, включая выкидные линии, имеют ограничения на максимальную рабочую температуру, которые зависят от материалов конструкции, процентного содержания и состава (включая pH) добываемой воды. В некоторых случаях этот температурный предел может лежать в диапазоне температур добываемых флюидов и, следовательно, может возникнуть необходимость использования в системе различных материалов.

Приложение J
(справочное)

Стратегия управления барьерами

J.1 Общие положения

Представленные здесь рекомендации направлены на оказание помощи в разработке основных принципов, касающихся установки барьеров для СПД, проектируемых или существующих. Данные рекомендации являются информативными по существу и направлены на достижение единообразия терминов и подходов, признавая в то же время существование неизбежных различий вследствие разнообразия характеристик месторождений, конфигураций оборудования, требований местного законодательства и предпочтений оператора месторождения.

J.2 Разработка стратегии установки барьеров

J.2.1 Основная стратегия установки барьеров определяет требуемое количество барьеров в разных ситуациях и их приемлемую конфигурацию. Чтобы эти требования толковались однозначно, вначале следует дать четкое определение используемым терминам. При этом, эти определения должны соответствовать требованиям местного законодательства (если они существуют) и основным принципам оператора месторождения. Предложения по классификации и характеристикам барьеров даны в J.3. Для описания стратегии применения барьеров необходимо ответить на два ключевых терминологических вопроса:

- можно ли управляемый с поверхности внутрискважинный клапан-отсекатель классифицировать как барьер при наличии в нем хотя бы незначительной утечки, *ГОСТ ISO 10417;*
- что входит в понятие «независимый барьер»? Удовлетворяют ли этому критерию многочисленные клапаны на подводной устьевой арматуре при условии, что единичное событие (например, волочение якоря) предположительно может вывести из строя все клапаны устьевой арматуры одновременно.

После определения терминов можно устанавливать общие требования для конфигурации барьеров (используя подходы, описанные в J.3). Примерами таких требований являются:

- необходимость, по меньшей мере, двух независимых барьеров в скважине между пластом-коллектором и окружающей средой в процессе добычи;
- неисправность одного барьера, возникшая по причине ошибок эксплуатации, влияния человеческого фактора или неисправности оборудования, не должна привести к потере управления скважиной;
- если один из барьеров выходит из строя или не проходит испытание, скважина должна быть остановлена (должна быть оценена возможность продолжения добычи при сниженной или измененной функциональности барьера);
- оборудование, не входящее в конструкцию скважины, но содержащее значительное количество углеводородов (например, трубопроводы и манифольды), должно включать, по меньшей мере, один пассивный барьер (например, стенки трубы, фланцы, прокладки и/или герметичные колпаки) для постоянной изоляции углеводородов от окружающей среды на протяжении нормальной эксплуатации.

В уточнении требований к барьерам значительную помощь оказывают диаграммы приемлемой конфигурации.

J.2.2 После разработки общих требований к применению барьеров, (согласно 5.5.3.3) особое внимание следует уделить анализу конкретных ситуаций. Например:

- в ситуациях, когда добыча не может осуществляться за счет энергии пласта и требуется использование средств механической добычи, следует оценить требование устанавливать в скважине множественные/сдвоенные барьеры вместо одного барьера;
- при проведении подводных сервисных работ, выполняемых после задвижки на отводящей линии подводной устьевой арматуры (например, во время подключения новой скважины к манифольду, установки камеры запуска СОД или замены подводного штуцера), следует оценить необходимость установки двух барьеров вместо одного (например, проверенного клапана) на линии между манифольдом/трубопроводом и окружающей средой.

J.2.3 Необходимо рассмотреть вопросы, относящиеся к проведению испытаний барьеров, например:

- требуемое давление при испытаниях;
- критерии приемлемой утечки;
- требования к установке и замене оборудования, тестируемого на наличие утечек;
- частота типовых испытаний;
- действия, которые должны быть выполнены в случае, если барьер не прошел испытания.

J.2.4 Допустимо в рамках требований национальной стандартизации определить исключения из общих требований к барьерам. Например, для скважин, в которых управляемый с поверхности внутрискважинный клапан-отсекатель не прошел испытание, режим остановки добычи не обязательно является более безопасным. В этом случае, может быть приемлемым режим «исключение из правил на ограниченное время» (который базируется на оценке рисков в конкретной ситуации), так что скважина может продолжать работать в ожидании ремонта или замены неисправного клапана-отсекателя.

J.3 Классификация и характеристики типов барьеров

J.3.1 Барьеры могут быть отнесены к одному из трех типов:

- пассивные;
- активные;
- временные.

J.3.2 Пассивными обычно являются постоянные барьеры, которые не активируются и не требуют вмешательства в их работу после установки. К ним относятся:

- цементные мосты (в том числе затрубного пространства);
- скважинные пакеры (включая подпакерное седло уплотнителя);
- забойные устройства, например, мандрели и клапаны газлифта и системы закачки химреагентов;
- подводные устья скважин (включая уплотнительные прокладки устья);
- обсадные и насосно-компрессорные колонны (включая подвески и уплотнительные узлы);
- корпуса подводной устьевой арматуры и клапанные блоки (включая прокладки интерфейсов);
- трубопроводные системы (включая перемычки, корпуса соединителей, прокладки и трубы);
- трубная обвязка устьевой арматуры и манифольда;
- герметичные колпаки (включая прокладки).

J.3.3 К активным относятся барьеры, которые приводятся в действие либо вручную (например, водолазом или ТНПА), либо системой дистанционного управления (например, системой управления добычей), либо обратным потоком (например, обратным клапаном). К активным барьерам относятся:

- управляемые с поверхности внутрискважинные клапаны-отсекатели и другие подводные предохранительные клапаны;
- клапаны подводной устьевой арматуры (включая клапаны на добычной линии и на линии межтрубного пространства, а также клапаны в гидравлических линиях и линиях закачки химических реагентов);
- клапаны манифольда (с гидравлическим управлением и управляемые ТНПА);
- отсекающие клапаны на выкидных линиях (включая клапаны, расположенные на манифольде и в верхней части райзера);
- обратные клапаны (включая газлифтные линии и нагнетания химических реагентов).

Такие барьеры, как внутрискважинные скользящие муфты, можно отнести как к пассивным, так и к активным, в зависимости от метода и частоты приведения в действие.

J.3.4 Временными барьерами являются устройства, которые предназначаются для работы под давлением в течение ограниченного срока при проведении специальных мероприятий. Для обеспечения эффективной работы они могут потребовать постоянного внимания. К таким барьерам относятся:

- раствор для глушения скважины, подаваемый в насосно-компрессорную колонну или межтрубное пространство;
- извлекаемые скважинные заглушки колонны НКТ.

J.3.5 Перечисленные барьеры представляют эксплуатационную СПД. Подобным образом можно классифицировать также различные барьеры, используемые при заканчивании и капитальном ремонте подводных скважин. Такие элементы включают:

- блоки противовыбросовых превенторов для бурения и спуска инструмента на кабеле (включая плашки и превенторы межтрубного пространства);
- подводную устьевую арматуру для проведения испытаний (включая управляемые клапаны);
- трубную головку и инструменты для спуска устьевой арматуры;
- райзеры для заканчивания / капитального ремонта скважин (включая клапаны в нижнем блоке райзера и на поверхностной устьевой арматуре);
- буровой раствор.

J.3.6 Определение характеристик барьеров является важным этапом в оценке общего риска, который зависит от типа конкретных барьеров в рассматриваемой конфигурации для оборудования и эксплуатации. Характеристики, которые следует принимать во внимание, включают:

- тип уплотняющего элемента, например, соединение металл-металл по сравнению с эластомером;
- переходит ли барьер автоматически (обычно под действием пружины) в закрытое состояние при отказе отдельных элементов или требуется внешнее вмешательство для его закрытия;
- можно ли закрыть барьер в ручном режиме при отказе механизма, обеспечивающего автоматическое закрытие;
- можно ли испытать барьер при проектных расходах и перепадах давления;
- допускается ли определенная утечка при закрытом барьере, например, для управляемого с поверхности клапана-отсекателя;
- можно ли уверенно определить состояние барьера во время работы в критических ситуациях;
- насколько взаимно независимы разные барьеры по вероятности невыполнения своих функций для заданного сценария;
- содержит ли барьер детали, которые могут быть причиной возникновения утечек, например, сальники штока и фитинги системы смазки в задвижках подводной устьевой арматуры.

J.4 Методология определения приемлемой конфигурации барьеров

J.4.1 Чтобы определить приемлемую конфигурацию барьеров в разных ситуациях, распространена практика оценки рисков, включая анализ эксплуатационных рисков, анализ типа отказа и его последствий, количественный анализ рисков, анализ риска на основе различных сценариев, возникающих при отказе одного и более барьеров в различных вероятностях их возникновения, таких как:

- падающие предметы (например, утяжеленной бурильной трубы или блока противовыбросового превентора);
- зацепление оборудования якорем мобильной бурильной установки или судна обеспечения;
- удар орудием рыболовного промысла;
- неожиданный приток пластового флюида (выброс);
- коррозия, эрозия и усталость компонентов;
- неправильные действия (человеческий фактор).

J.4.2 Разработка и рассмотрение таких сценариев «отказов» требует привлечения группы опытных и многопрофильных специалистов, включая специалистов по эксплуатации, техническому обслуживанию, бурению и заканчиванию скважин, а также инженеров по подводному оборудованию.

J.4.3 При оценке вероятности конкретного сценария следует обратить внимание на вероятности как отказов различных барьеров, так и вероятности возникновения самого события. Ситуации, при которых барьеры могут быть недоступными на какое-то относительно короткое время, требуют специального рассмотрения, например, при прохождении утяжеленной бурильной трубы через срезающие плашки в блоке противовыбросового превентора.

J.4.4 При оценке последствий конкретного сценария следует рассмотреть ряд факторов, включая:

- возможную величину утечки в окружающую среду при неисправности конкретного барьера;
- состав флюида, выбрасываемого в окружающую среду;
- изменения, которые могут произойти на протяжении срока эксплуатации месторождения, например, ухудшение рабочих характеристик оборудования и снижение пластового давления.

J.4.5 После установления величины риска при различных сценариях отказов, можно построить диаграммы приемлемых конфигураций барьеров. Примеры подобных диаграмм для подводной устьевой арматуры приведены в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

Приложение К
(обязательное)

Требования и рекомендации для подъемных устройств и элементов конструкции, не находящихся под давлением

К.1 Конструктивные требования и требования к рабочим характеристикам

К.1.1 Общие положения

В настоящем приложении приводятся основные требования к применению подъемных устройств, которые соответствуют или превосходят существующие требования многих промышленных стандартов, используемых во всем мире. Цель приложения — обеспечить выбор наилучшей практики проектирования и использование простых правил безопасности для гарантирования того, что конструкции будут отвечать требованиям местных норм и правил. Для достижения поставленной цели представленные требования и рекомендации подготовлены в соответствии с *ГОСТ Р 51365, ГОСТ 31844, ГОСТ Р ИСО 13628-4*, см. также *[38]* и *[39]*.

К.1.2 Требования к грузоподъемности

Морские спускоподъемные операции осуществляются в условиях относительной подвижности и взаимных перемещений груза и подъемного крана. Многие стандарты на подъемные устройства используют коэффициенты запаса прочности, включающие условия перемещения и смещения, которые учитывают статические (вес груза) и динамические воздействия (относительное ускорение, столкновение, ударные нагрузки, линейные скорости, состояние моря и ветровой режим), направленные не только вертикально, но и под определенным углом. Комбинации этих факторов дают в результате увеличение коэффициента запаса прочности на грузоподъемность от 1,25 до 1,50. Кроме того, некоторые подъемные операции могут быть связаны с подводными работами. В этих случаях должно учитываться влияние гидродинамического сопротивления и «присоединенной массы», что приводит к увеличению коэффициента запаса прочности до 1,75. Поэтому, для соответствия любым возможным требованиям к грузоподъемным операциям (см. *[39]*) на практике целесообразно использовать единый «морской» повышающий коэффициент (коэффициент запаса прочности), равный 2, рекомендуемый для всех грузоподъемных операций, независимо от веса груза, местоположения или вида планируемых работ.

Этот коэффициент запаса прочности на грузоподъемность гарантирует один и тот же подход при проектировании подъемных устройств независимо от массы груза или рабочих условий.

Необходимо отметить, что при определенных условиях следование требованиям данного приложения может привести к необходимости использовать крановое оборудование чрезвычайно большого размера. В этой ситуации следует руководствоваться здравым инженерным подходом для определения целесообразных размеров этого оборудования, но это ни в коем случае не означает, что проектные требования могут быть ниже отраслевых норм и стандартов.

К.1.3 Требования к проектированию

К.1.3.1 Общие положения

Наиболее важным при определении грузоподъемности является обоснование коэффициента запаса прочности, который используется при расчете проектной нагрузки, определении размера такелажных узлов, выборе подъемных приспособлений и такелажа. При этом должны выполняться следующие требования:

- все подъемные приспособления (например, серьги, главные звенья, вертлюги, кольца вертлюга, болты с проушинами и т. д.) проектируют для установленной рабочей нагрузки с коэффициентом запаса прочности, равным 5 относительно прочности на разрыв;
- все стропы рассчитывают для установленной рабочей нагрузки с коэффициентом запаса прочности, равным 5 относительно прочности на разрыв;
- все подъемные рамы, конструкции, компоновки траверс и т. д. рассчитывают для установленной рабочей нагрузки с коэффициентом запаса, равным 2, относительно предела текучести материала;
- точечные такелажные проушины рассчитывают для установленной рабочей нагрузки с коэффициентом запаса, равным пяти, определенным по пределу текучести материала. Проушина должна быть либо выполнена фрезерованием в теле поднимаемого груза, либо приварена проплавным сварным швом;
- многоточечные такелажные проушины рассчитывают для установленной рабочей нагрузки с коэффициентом запаса, равным 3, определенным по пределу текучести материала. Проушина должна быть либо выполнена фрезерованием в теле поднимаемого груза, либо приварена проплавным сварным швом. Для предотвращения поперечных изгибающих моментов проушины выравниваются таким образом, чтобы такелажный канат располагался по центру. Другими словами, нагрузка на такелажный канат должна находиться в плоскости проушины;
- соблюдение принципа «N-1» при подъеме с многоточечным креплением: линии подъемного приспособления и проушины должны удерживать расчетную нагрузку при потере одной точки крепления. Например, четырехканатный подъемный строп грузоподъемностью 10 т рассчитывается таким образом, чтобы при разрыве одного каната оставшиеся три могли выдержать заданный груз;

- подъемные проушины должны иметь яркую окраску-код и маркировку безопасной рабочей нагрузки в соответствии с *ГОСТ Р ИСО 13628-4*. Проушины, предназначенные для временного крепления, или проушины для технического обслуживания не имеют цветовой кодировки, но их следует маркировать на предельную нагрузку.

Конструкции изделий должны выдерживать расчетные нагрузки без деформаций, приводящих к нарушению функциональных параметров при условии не превышения критериев напряженного состояния. Конструкции, которые служат опорой для труб, должны выдерживать расчетные нагрузки без повреждения нитки или смятия с уменьшением проходного диаметра. Грузоподъемность устройств должна соответствовать рекомендованному коэффициенту запаса прочности и подтверждаться инженерным расчетом (например, расчетами методом конечных элементов) или поверочными испытаниями.

К.1.3.2 Другие подъемные устройства

Конструкция подъемных механизмов, например, инструментов для спуска, которые должны соответствовать требованиям, связанным с обеспечением герметичности под давлением или с контролем давления, должна обеспечивать их герметичность при проведении спускоподъемных операций; при этом грузоподъемность должна учитывать напряжения, возникающие под действием внутреннего давления. На все подъемные устройства требуется наносить маркировку, обозначающую грузоподъемность, согласно *ГОСТ Р ИСО 13628-4*. Дополнительные требования к таким устройствам приведены в *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

К.1.4 Требования к проектной документации

Проектная документация должна включать методы проектирования, допущения, расчеты и конструктивные требования. В свою очередь, конструктивные требования должны, как минимум, включать: критерии определения размеров, требования к испытаниям, рабочее давление, требования к материалам, воздействия окружающей среды, требования стандартов *по морской нефтегазодобыче*, а также другие требования, на основании которых осуществляется проектирование. Проектная документация должна быть понятной, разборчивой и воспроизводимой. Все проектные требования должны быть записаны в спецификации производителя, которая должна отражать требования настоящего приложения, требования заказчика или собственные требования производителя. Спецификация производителя может состоять из текста, чертежей, компьютерных файлов и т. д.

К.1.5 Экспертиза проекта

Конструкторская документация должна быть пересмотрена и проверена квалифицированными и компетентными сторонними специалистами.

К.1.6 Аттестация грузоподъемности изделия

К.1.6.1 Общие положения

Аттестация грузоподъемности включает два основных типа испытаний:

- поверочные испытания, которые проводят на характерных образцах основных типов изделий, предназначенные для определения их рабочих характеристик;

- испытания под нагрузкой, предназначенные для определения работоспособности конкретных единиц поставляемого оборудования. Характеристики оборудования должны быть подтверждены ссылкой на заводские приемо-сдаточные испытания и результаты проверочных испытаний эксплуатационных характеристик.

Оборудование или крепления, подвергаемые аттестации с проверкой работоспособности, должны представлять производственные модели по конструкции, габаритов и материалов. Если происходят изменения конструкции изделия в отношении установки, формы, функций или материала, то производитель должен документально подтвердить влияние таких изменений на рабочие характеристики изделия. Конструкция, которая претерпевает существенные изменения, является новой и для нее необходимо провести повторные испытания. Существенным считается изменение, которое влияет на рабочие характеристики изделия в эксплуатационных условиях. Существенным изменением считается любое изменение ранее аттестованной конфигурации или изменение в выборе материала, которое может повлиять на эффективность работы изделия или его обслуживание. Изменение материала может не требовать нового испытания, если применимость нового материала может быть подтверждена производителем.

К.1.6.2 Поверочные испытания

Если испытания проводят с целью проверки конструкции, то требуется проведение испытаний под нагрузкой, которая в 1,5 раза превышает установленную безопасную рабочую нагрузку. При проведении испытания компонент должен, по меньшей мере, три раза подвергаться действию указанной нагрузки, которая не должна приводить к его деформации или нарушению рабочих характеристик. Документы по испытаниям должны сохраняться.

К.1.6.3 Испытания под нагрузкой

Испытание под нагрузкой подъемных устройств выполняют следующим образом:

- отдельно испытывают каждую подъемную проушину под действием вертикальной нагрузки, превышающей в 2,5 раза установленную рабочую нагрузку. Кроме того, проушины, сварные швы и прилегающие к отверстиям проушин участки следует проверять методом магнитно-порошковой дефектоскопии или методом проникающего красителя, согласно *ГОСТ Р 51365* до и после испытаний под нагрузкой;

- траверсы и рамы следует испытывать под нагрузкой, которая соответствует установленной рабочей нагрузке;

- главные звенья для трех-четырех канатных строп испытывают с грузом в шесть раз больше номинальной нагрузки на один канат;

- все другие подъемные устройства следует нагружать двукратной рабочей нагрузкой.

К.1.6.4 Документация по испытаниям

Производитель должен документально подтверждать методы проведения и результаты всех испытаний эксплуатационных характеристик, использованных для аттестации оборудования в соответствии с настоящим приложением. Кроме того, в документации необходимо указать специалиста(ов), проводившего(их) или контролировавшего(их) испытания, а также время и место проведения испытаний.

К.2 Требования к материалам

Элементы конструкций должны, как правило, представлять собой сварные изделия из обычных конструкционных сталей. При этом может быть использована любая степень прочности, которая соответствует проектным требованиям.

Для низкотемпературных условий следует выбирать сплавы с повышенным уровнем жесткости и сопротивления ударным нагрузкам для всех подъемных устройств и проушин. Другие элементы конструкции и рамы не обязательно должны отвечать более высоким требованиям к жесткости или ударным воздействиям, если не указано иное.

К.3 Требования к сварке элементов конструкции

Сварные соединения структурных элементов не должны обеспечивать герметичность под давлением. Эти соединения должны соответствовать требованиям *ГОСТ Р 51365* и *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

К.4 Контроль качества

К.4.1 Элементы конструкции

Контроль качества и испытание сварных соединений элементов конструкции должны соответствовать требованиям к испытанию сварных швов, которые не обеспечивают герметичность под давлением, согласно *ГОСТ Р 51365*.

К.4.2 Проушины

Подъемные проушины следует испытывать по отдельности под действием направленной вертикально нагрузки, значение которой в 2,5 раза больше установленной рабочей нагрузки. Кроме того, проушины, сварные швы и участки, смежные с отверстием проушин, следует проверять методом магнитно-порошковой дефектоскопии или методом проникающего красителя, согласно *ГОСТ Р 51365* до и после испытаний под нагрузкой.

К.5 Маркировка оборудования

К.5.1 Проушины

Грузоподъемность каждой проушины и других такелажных точек следует четко обозначить маркировкой, которая должна показывать безопасную рабочую нагрузку, угол подъема и требуемое для подъема количество такелажных точек, согласно *ГОСТ Р ИСО 13628-4*.

К.5.2 Другие подъемные устройства

К.5.2.1 Подъемные устройства

Каждое подъемное приспособление следует маркировать с указанием, как минимум, следующей информации:

- производитель или товарный знак;
- идентификатор детали и ее размер;
- кодировка в документации/серийный номер;
- для скоб, крюков и транспортных колец: безопасная вертикальная рабочая нагрузка (1/5 от прочности на разрыв);
- дата завершения испытания под нагрузкой.

К.5.2.2 Стропы

Каждый строп должен иметь постоянно прикрепленную прочную бирку, как минимум, со следующей информацией:

- производитель строп или товарный знак;
- материал стропа;
- кодировка в документации/серийный номер;
- для стропа с одним канатом: безопасная вертикальная рабочая нагрузка (1/5 от прочности на разрыв);
- дата завершения испытания под нагрузкой.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 31844—2012 (ISO 13535:2000)	MOD	ISO 13535:2000 «Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование»
ГОСТ ISO 3183—2015	IDT	ISO 3183:2012 «Нефтяная и газовая промышленность. Трубы стальные для трубопроводных транспортных систем»
ГОСТ ISO 10417—2014	IDT	ISO 10417:2004 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы скважинных предохранительных клапанов. Проектирование, установка, эксплуатация и восстановление»
ГОСТ IEC 61508-3—2018	IDT	IEC 61508-3:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 3. Требования к программному обеспечению»
ГОСТ Р 51365—2009 (ИСО 10423:2003)	MOD	ISO 10423:2003 «Промышленность нефтяная и газовая. Буровое и эксплуатационное оборудование. Устьевая и фонтанная арматура»
ГОСТ Р 53678—2009 (ИСО 15156-2:2003)	MOD	ISO 15156-2:2003 «Нефтяная и газодобывающая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и использование чугунов»
ГОСТ Р 53679—2009 (ИСО 15156-1:2001)	MOD	ISO 15156-1:2003 «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»
ГОСТ Р 54382—2011	IDT	DNV-OS-F101-2000 «Подводные трубопроводные системы»
ГОСТ Р 54483—2011 (ИСО 19900:2002)	MOD	ISO 19900:2002 «Нефтяная и газовая промышленность. Общие требования к морским сооружениям»
ГОСТ Р 57123—2016 (ИСО 19901-2:2004)	MOD	ISO 19901-2:2004 «Нефтяная и газовая промышленность. Специальные требования к морским сооружениям. Часть 2. Методы и критерии проектирования с учетом сейсмических условий»
ГОСТ Р 58036—2017 (ИСО 19901-5:2016)	MOD	ISO 19901-5:2016 «Нефтяная и газовая промышленность. Специальные требования, предъявляемые к морским сооружениям. Часть 5. Контроль веса при проектировании и строительстве»
ГОСТ Р 59299 (ИСО 13628-3:2000)	MOD	ISO 13628-3:2000 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 3. Системы проходных выкидных трубопроводов (TFL)»
ГОСТ Р 59306 (ИСО 13628-10:2005)	MOD	ISO 13628-10:2005 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 10. Технические условия на гибкую трубу многослойной структуры со связующими слоями»

Окончание таблицы ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ Р 59309 (ИСО 13628-2:2006)	MOD	ISO 13628-2:2006 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 2. Системы гибких труб многослойной структуры без связующих слоев для подводного и морского применения»
ГОСТ Р ИСО 8501-1—2014	IDT	ISO 8501-1:2007 «Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень окисления и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий»
ГОСТ Р ИСО 13628-4—2016	IDT	ISO 13628-4:2010 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 4. Подводное оборудование устья скважины и устьевой елки»
ГОСТ Р МЭК 61508-1—2012	IDT	IEC 61508-1:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 1. Общие требования»
ГОСТ Р МЭК 61508-2—2012	IDT	IEC 61508-2:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 2. Требования к электрическим, электронным, программируемым электронным системам, связанным с безопасностью»
ГОСТ Р МЭК 61508-4—2012	IDT	IEC 61508-4:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 4. Определения и сокращения»
ГОСТ Р МЭК 61508-5—2012	IDT	IEC 61508-5:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 5. Рекомендации по применению методов определения уровней полноты безопасности»
ГОСТ Р МЭК 61508-6—2012	IDT	IEC 61508-6:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 6. Руководство по применению МЭК 61508-2 и МЭК 61508-3»
ГОСТ Р МЭК 61508-7—2012	IDT	IEC 61508-7:2010 «Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. Часть 7. Методы и средства»

Примечание — В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов:

- IDT — идентичные стандарты;
- MOD — модифицированные стандарты.

Библиография

[1] *Правила классификации и постройки подводных добычных комплексов. РМРС — СПб, 2017*

[2] *Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 18 марта 2014 г. № 105)*

[3] *Федеральный закон от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации»*

[4] *Федеральный закон от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации»*

[5] *Федеральный закон от 2 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»*

[6] *ИСО 13628-7:2005* Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 7. Системы райзеров для заканчивания/капитального ремонта скважины (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 7: Completion/workover riser systems)

[7] API RP 16Q Проектирование, выбор, эксплуатация и техническое обслуживание морских буровых райзеров (Design, Selection, Operation, and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems, Second Edition)

[8] API RP 2RD Проектирование райзеров для плавучих систем добычи и платформ на натяжных опорах (TLP) [Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)]

[9] ИСО 19901-4:2016 Промышленность нефтяная и газовая. Частные требования к морским платформам. Часть 4. Геотехнический анализ и проектирование основания (Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 4: Geotechnical and foundation design considerations)

[10] ИСО 13628-8:2002 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 8. Интерфейсы аппаратов с дистанционным управлением (ROV) для систем подводной добычи (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems)

[11] ИСО 13628-9:2000 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 9. Инструмент с дистанционным управлением (ROT) для технических работ (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 9: Remotely Operated Tool (ROT) intervention systems)

[12] ИСО 13628-6:2006 Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 6. Системы управления подводной добычи (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 6: Subsea production control systems)

[13] ИСО 13628-11:2007 Промышленность нефтяная и газовая. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 11. Системы гибких трубопроводов для морского и подводного применения (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 11: Flexible pipe systems for subsea and marine applications)

[14] ИСО 15589-2:2012 Промышленность нефтяная и газовая. Катодная защита систем транспортирования по трубопроводам. Часть 2. Морские трубопроводы (Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 2: Offshore pipelines)

[15] DNVGL-RP-B401 Проектирование катодной защиты (Cathodic protection design)

[16]	ИСО 13628-5:2009	Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 5. Подводные шлангокабели (Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 5: Subsea umbilicals)
[17]	ASME/ANSI B16.5	Трубные фланцы и фланцевые фитинги под номинальные размеры от 1/2 до 24 дюймов (Pipe Flanges and Flanged Fittings NPS 1/2 Through NPS 24)
[18]	API TR 6AF1	Технический отчет по температурному ограничению на фланцах API при комбинации нагрузок (Technical Report on Temperature Derating on API Flanges under Combination of Loading)
[19]	API TR 6AF2	Технический отчет по способностям интегральных фланцев API при комбинации нагрузок — Фаза II (Technical Report on Capabilities of API Integral Flanges Under Combination of Loading -Phase II)
[20]	ASME B31.3	Система технологических трубопроводов (Process Piping)
[21]	ASME B31.4	Системы транспортировки по трубопроводам углеводородов и других жидкостей (Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids)
[22]	ASME B31.8	Газопроводы и системы распределения (Gas Transmission and Distribution Piping Systems)
[23]	DNVGL-ST-F201	Динамические райзеры (Dynamic Risers)
[24]	ИСО 15663-2:2001	Нефтяная и газовая промышленность. Оценка стоимости жизненного цикла. Часть 2. Руководство по применению методологии и методов расчета (Petroleum and natural gas industries — Life-cycle costing — Part 2: Guidance on application of methodology and calculation methods)
[25]	ИСО 21457:2010	Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленности. Выбор материалов и коррозионный контроль систем добычи нефти и газа (Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Materials selection and corrosion control for oil and gas production systems)
[26]	EEMUA 194:2004	Руководство по выбору материалов и контролю коррозии подводного оборудования для добычи нефти и газа (Guidelines for materials selection and corrosion control for subsea oil and gas production equipment)
[27]	ИСО 12944-1:2017	Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Общие положения (Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Part 1: General introduction)
[28]	ИСО 12944-5:2007	Краски и лаки. Антикоррозионная защита стальных конструкций с помощью защитных лакокрасочных систем. Часть 5. Защитные лакокрасочные системы (Paints and varnishes — Corrosion protection of steel structures by protective paint systems — Part 5: Protective paint systems)
[29]	ИСО 8501-2:1994	Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Часть 2. Степень подготовки ранее покрытой стальной основы после локального удаления прежних покрытий (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 2: Preparation grades of previously coated steel substrates after localized removal of previous coatings)
[30]	ИСО 8501-3:2006	Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Часть 3. Степень подготовки сварных швов, кромок и других участков с дефектами поверхности (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 3: Preparation grades of welds, edges and other areas with surface imperfections)

[31]	ИСО 8501-4:2006	Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 4. Начальное состояние поверхности, качество подготовки и степень ржавости поверхности в результате оплавления в связи с впрыскиванием водяной струи высокого давления (Preparation of steel substrates before application of paints and related products — Visual assessment of surface cleanliness — Part 4: Initial surface conditions, preparation grades and flash rust grades in connection with high-pressure water jetting)
[32]	ИСО 9588:2007	Покрытия металлические и другие неорганические покрытия. Обработка чугуна или стали после нанесения покрытия для снижения риска водородного охрупчивания покрытия металлические и другие неорганические покрытия. Обработка чугуна или стали после нанесения покрытия (Metallic and other inorganic coatings — Post-coating treatments of iron or steel to reduce the risk of hydrogen embrittlement)
[33]	ИСО 15156-3:2015	Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 3. Сплавы, стойкие к растрескиванию (коррозионностойкие сплавы), и другие сплавы (Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production — Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys)
[34]	DNVGL-RP-F112—2018	Дуплексная нержавеющая сталь — предотвращение водородного растрескивания под напряжением при проектировании (Duplex stainless steel — design against hydrogen induced stress cracking)
[35]	ИСО 15156-3:2015	Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 3. Трещиностойкие коррозионно-стойкие и другие сплавы [Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H_2S-containing environments in oil and gas production — Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys]
[36]	ИСО 18265:2003	Материалы металлические. Преобразование величин твердости (Metallic materials — Conversion of hardness values)
[37]	ISO 14313:2007	Промышленность нефтяная и газовая. Трубопроводные системы транспортировки. Задвижки для трубопроводов (Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems — Pipeline valves)
[38]	DNVGL-ST-E271—2017	Морские контейнеры (Offshore containers)
[39]	API RP 2A-WSD	Рекомендованная практика для планирования, проектирования и строительства стационарных морских платформ. Расчет рабочего механического напряжения (Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms — Working Stress Design)

УДК 622.276:006.354 ОКС 75.020

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, проектирование, эксплуатация, системы подводной добычи

Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Ю. Митрофанова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 04.03.2021. Подписано в печать 18.03.2021. Формат 60×84¼. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 21,86. Уч.-изд. л. 18,60.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,

117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru